



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOL
ELEKTROENERGEETIKA INSTITUUT

Tuulepargi kaablivõrgu optimeerimine

Kõrgepingetehnika õppetool
Elektroenergeetika eriala
Magistritöö

Õppetooli juhataja prof Ivo Palu

Juhendaja prof Ivo Palu

Lõpetaja Tarmo Tee

Tallinn 2016

Autori deklaratsioon

Deklareerin, et käesolev lõputöö, mis on minu iseseisva töö tulemus, on esitatud Tallinna Tehnikaülikooli elektroenergeetika instituudile haridusastme lõpudiplomi taotlemiseks elektroenergeetika erialal. Lõputöö alusel ei ole varem kutse- või teaduskraadi või inseneri-diplomit taotletud.

Lõpetaja (allkiri ja kuupäev) _____

Lõputöö kokkuvõte

<i>Autor:</i> Tarmo Tee	<i>Lõputöö liik:</i> magistr töö
<i>Töö pealkiri:</i> Tuulepargi kaablivõrgu optimeerimine	
<i>Kuupäev:</i> 27.05.2016	<i>63 lk</i>
<i>Ülikool:</i> Tallinna Tehnikaülikool	
<i>Teaduskond:</i> Energeetikateaduskond	
<i>Instituut:</i> Elektroenergeetika instituut	
<i>Õppetool:</i> Kõrgepingetehnika õppetool	
<i>Töö juhendaja(d):</i> prof Ivo Palu	
<i>Töö konsultant (konsultandid):</i>	
<p><i>Sisu kirjeldus:</i></p> <p>Käesoleva magistr töö eesmärk on leida võimalikult optimaalne kaablivõrk ühele Eestis asuvale tuulepargile.</p> <p>Lähteandmetena on kasutatud tuulepargi asendiplaani ning kaablivõrgu projekti, mille järgi on tuulepargi kaablivõrk ehitatud.</p> <p>Töö alguses on ülevaade Eesti ja maailma tuulenergeetikast, kaablivõrgu konfiguratsioonidest ning toodud ülevaade töös kasutatavtest 20 kV kaablitest.</p> <p>Lähemalt on tutvustatud kahte tuulepargi kaablivõrgu optimeerimismeetodit, ning tehtud ülevaade arvutuste aluseks olevast tuulepargist.</p> <p>Järgnevalt on antud arvutustega ülevaade erinevate fiidrite arvuga kaablivõrgu konfiguratsioonidest näidatud elektriskeemid, võrreldud kaablite valikul kaablite lubatud ning reaalselt maksimaalseid voole, nendes tekkivaid kadusid koos eeldatava maksumusega ning näidatud ka vastava konfiguratsiooniga kaablivõrgu materjalide hinnad. Selle alusel on tehtud lõplikud järeldused optimaalse skeemi valikul.</p> <p>Töö lõpus on autori poolne ülevaade leitud optimaalsest kaablivõrgust, näidatud, et olemasolev kaablivõrk viie fiidriga on ehituselt ligilähedase maksumusega nelja fiidriga ja ühe astme võrra suurendatud kaablite ristlõigetega kaablivõrgule, arvestades materjali maksumust ja kadude suurust ning nende hinda tuulepargi eluea 20 aasta jooksul. Optimaalseks kaablivõrguks on nelja fiidriga ja suuremate ristlõigetega kaablivõrk, mille materjali maksumus ning kadude suurus tuulepargi eluea jooksul osutus kõige soodsamaks.</p>	
<i>Märksõnad:</i> tuuleenergia, elektrituulik, kaablid, võimsus, vool, kaod, optimeerimine, optimeerimismeetodid	

Summary of the diploma work

<i>Author: Tarmo Tee</i>	<i>Kind of the work: Master thesis</i>
<i>Title: Optimize wind park cable network</i>	
<i>Date: 27.05.2016</i>	<i>63 pages</i>
<i>University Tallinn University of Technology</i>	
<i>Faculty: Power Engineering</i>	
<i>Department: Electrical Power Engineering</i>	
<i>Chair: High Voltage Engineering</i>	
<i>Tutor(s) of the work: prof Ivo Palu</i>	
<i>Consultant(s):</i>	
<i>Abstract:</i>	
<p>The aim of this master thesis is to find the optimum cable network configuration to one wind park situated in Estonia.</p> <p>The data which was used in research is wind park layout and present wind park cable network design.</p> <p>In the beginning of work is given overview of wind energy in Estonia and in the world and overview of the 20 kV cables used in the calculations in this work.</p> <p>Closely is introduced couple cable network optimizing methods. And closely has been introduced the wind park used in base of optimizing work.</p> <p>The research reveals overview of different number of connection bays cable network configurations to substation, with showing the electrical diagrams, comparing permitted and actual maximum currents in cables, appearing active part losses with the cost of losses, and showing also the cost of configured cable network type. According to this information the evaluation of results will be done.</p> <p>In the result is given overview of found optimum cable network, showing that cable network with five feeders to substation has economically same expensive than cable network with four feeders and cables with bigger cross section of conductor. In comparison is given also active losses for 20 years (prices per MWh is used year 2015 Nordpool spot average energy price for Estonia region). In result the optimum cable Network is with four feeder connection to substation and has bigger cross sections in cables than really needed.</p>	
<i>Key words: wind energy, wind turbine, cables, capacity, current, losses, optimize, optimizing methods</i>	

Sisukord

Lõputöö ülesanne	6
Eessõna.....	7
Sissejuhatus.....	8
1 Tuuleparkide ehitus.....	11
1.1 Elektrituulik ja tuulepark.....	11
1.2 Elektrivõrkude konfiguratsioonid.....	11
1.3 Kõrgepinge kaablid.....	13
2 Tuulepargi kaablivõrgu optimeerimis meetodid.....	16
2.1 Grid Meetod ja Mixed Integer programming (MIP).....	17
2.2 Wind farm optimizer (WFO).....	23
3 Optimaalse kaablivõrgu leidmine olemasoleva tuulepargi alusel.....	26
3.1 Olemasoleva olukorra kirjeldus.....	26
3.2 Tuulepargi elektrisüsteemi ringi grupeerimine olemasolevate kaablitega.....	31
3.3 Tuulepargi kaablivõrgu ringi grupeerimine kasutades suuremaid ristlõikeid...36	
3.4 Kaablite lühisvooludele vastavuse kontroll.....	43
3.5 Projekteeritud ja leitud kaablivõrkudes võimsuskao leidmine.....	45
4 Järeldus.....	52
5 Lõputöö kokkuvõtte.....	55
6 Kasutatud kirjandus.....	57
Lisad	59
Lisa 1. Prysmian Group kaabli AHXAMK-W12/20(24) kV kaabli tehnilised andmed.....	60
Lisa 2. Prysmian Group kaabli NA2XS(F)2Y 12/20 (24) kV kaabli tehnilised andmed.....	62

Lõputöö ülesanne

Lõputöö teema: *Tuulepargi kaablivõrgu optimeerimine*

Üliõpilane, üliõpilaskood: *Tarmo Tee*

Lõputöö liik: *Magistritöö*

Lõputöö juhendaja, õppetool: *Ivo Palu Kõrgepingetehnika õppetool.*

Õppetooli juhataja: *Ivo Palu*

Lõputöö esitamise tähtaeg: 27.05.2016

Üliõpilane (allkiri)

Juhendaja (allkiri)

Õppetooli juhataja (allkiri)

Eessõna

Käesoleva magistritöö teema kujunes välja koos juhendajaga konsulteerides. Magistritöö autor on olnud seotud tuuleparkide infrastruktuuri projekteerimise, ehitusega ja nende probleemidega ning seepärast sai ka antud teema kasuks otsustatud. Töö autoril on oma töökoha poolne toetus ning ligipääs algse projekti ning projekteerimis andmetele ja lahendustele. Töö autor tänab toetuse eest Eesti Teadusagentuuri granti PUT533, juhendajat prof. Ivo Palu toetuse ja juhiste eest lõputöö valmimisel, Esvika Elekter AS-i kaablite hinnapakkumuse eest, ning C-Intrade OÜ-d kaabli muhvide hinnapakkumuse eest.

Töö autori kontaktandmed:

Telefon: +372 514 5929

e-post: tarmotee@gmail.com

Aadress: Telfo 2 Aespa Kohila vald Raplamaa

Töökoht lõputöö kirjutamise ajal: Empower AS

Sissejuhatus

Tänapäeval on elektrienergia meie kõigi igapäevaelu lahutamatu ja suuresti vältimatu osa. Eestis toodetakse enamuse elektrienergiast põlevkivist, mis kahjuks saastab loodust, mille varud maapõues saavad paratamatult tulevikus otsa või on nende kättesaamine liiga kallis ning mis pikemas perspektiivis pole jätkusuutlik. Taastuvenergeetika, mille seast Eestis on enamjaolt sobilikuks saanud tuuleenergeetika, muutus Eestis aktuaalseks pärast Eesti ühinemist Euroopa Liiduga 2004 aastal.

Euroopa liidus 2001 aastal vastu võetud direktiiv 2001/77/EÜ, kohustab liikmesriike tõstma taastuvenergia osakaalu 2020 aastaks 20%-ni. Uus taastuvenergia direktiiv 2009/28/EÜ kohustab Eestit tõstma 2020 aastaks taastuvate energiaallikate osakaalu kogu energia lõpptarbimises 25%-ni seda võrreldes aastaga 2005 mis on võetud referentsaastaks [1]. Euroopa Liidu energia tegevuskava aastani 2050 seab eesmärgiks vähendada kasvuhuone gaase ergeetikaga seotud valdkonnas 85 % võrreldes 1990 aastaga. Energia tegevuskava proovib energiasüsteemi muuta sel viisil, et oleks ühilduv kasvuhuonegaaside vähendamine ning samal ajal suurendades konkurentsivõimet ja varustuskindlust [11].

Tänaseks on Eestisse ehitatud juba arvestatav hulk elektrituulikuid ja tuuleparke. Esimesed tuulepargid on juba üle 10 aasta vanused. Eestis esimene elektrituulik käivitati 18 septembril 1997 aastal Hiiumaale Tahkuna poolsaare tippu, mis praeguseks enam elektrienergiat kahjuks ei tooda. Peale seda algasid paljudes kohtades tuule mõõdistamised ja kaartide koostamised, valmisid arengukavad, tehti plaane, kuid järgmised tuulepargid alustasid tööd alles 2002 aastal [2].

Üks Eesti esimeseks suuremaks tuulepargiks oli 2004-2005 aastal ehitatud Pakri tuulepark, milles antud töö autor töötas tuulikutootja Nordex GmbH meeskonnas tuulikute püstitamise ja hiljem ka remont ja hooldustööde teostajana. Tuulepargi võimsuseks on 18,4 MW [2]. Hetkel on Eesti suurimaks tuulepargiks Aulepa tuulepark, kus on kokku erinevates etappides ehitatud 16 elektrituulikut. Tuuliku võimsus on 3 MW ning kokku tuulepargi võimsus 48 MW. Tuulepark kuulud Eesti Energia AS-le [2].

Taastuvatest allikatest pärinevat elektrienergiat toodeti möödunud 2015 aastal Eestis 1507 gigavatt-tundi, mis on 11,1 protsenti enam kui 2014. aastal. Eesti taastuvenergia toodang moodustas elektrienergia kogutarbimisest 16,7 protsenti ehk 1,9 protsendipunkti enam võrreldes eelnenud aastaga. Tuuleenergia andis 2015. aastal 46 protsenti taastuvenergia kogutoodangust. Tuuleenergia toodang kasvas aastaga 21 protsenti. Esmakordselt täitus elektrituruseaduses toetatavale tuuleenergiale seatud piir – 600 gigavatt-tundi kalendriaastas.

Toodang jõudis nimetatud piirini 25. detsembri hilisõhtul ja aasta viimase kuue päeva jooksul tuulest toodetud taastuvenergia eest toetust ei makstud [3].

Globaalses mõistes on tuuleparkide ehitus võrreldes Eestiga võrdlemisist mastaapne. 2015 aastal oli Hiina tuulikute paigaldusel maailmas liider, kus kokku paigaldati 30,5 GW võimsust tuulikutest, samal ajal USA-s oli see näitaja 8,6 GW ning Saksamaal kokku 6,013 GW uusi tuulikuid, milles 2,3 GW meretuuleparke ning kogu maailmas oli 2015 aasta lõpuks üles seatud 432,419 GW tuulikute võimsust, mis tegi kogu kumulatiivseks kasvuks 17 % võrreldes eelneva aastaga. Euroopa riikide seas 2015 aastal paigaldas Saksamaa järel Poola 1,266 GW, Prantsusmaa 1,037GW, Inglismaa 0,975 GW ja Türgi 0,956 GW koguvõimsusega tuulegeneraatoreid. Euroopas on tänasel hetkel 16 riiki, kus on üles seatud rohkem kui 1 GW tuulikuid ning 9 riiki, kus on rohkem kui 5 GW [12].

Vaatamata tuulikute suurele hulgale maailmas on nende taastuvenergeetika positiivse fooni juures ka omad negatiivsed küljed, mis kaasnevad tuulikute rajamise ning nende töö talitlusega. Aastakümnetega on tuulikud teinud läbi suure arengu, kus esialgsed sõrestik mastid on asendunud monoliitmastidega (osad täies ulatuses terasest, osad pooleldi raudbetoonist ja terasest mastiga), tuuliku gondlid on saanud parema visuaalse väljanägemise ning tehniline lahendus on paranenud oluliselt, seda kooskõlas jõuelektronika arenguga, kuid osad keskkonnaalased tegurid on jäänud endiselt probleeme tekitama, nendest põhilised [13]:

- Visuaalne mõju (kohati ka visuaalne reostus) – tuulik on kõrgehitis, ning inimeste suhtumine sellesse on individuaalne, osadele meeldib osale mitte, osale meeldib aga mitte minu tagaaias.
- Varju efekt – põhiliseks siin tuuliku laba põhjustatud nn. diskoefekt, mis laba pöörlemisel osutub võrdlemisist häirivaks nii hommikuti kui õhtuti ja ka talvel, kui päikesekiired langevad madala nurga all ning pöörlev tiivik põhjustab vilkuvat varju.
- Müra ja vibratsioon – Müra oleneb suuresti tuuliku konstruktsioonist. Tänapäeva tuulikud on võimsamad kuid vaiksemad kui 1980-datel ehitatud tuulikud. Tuulikuid on projekteeritud küll nii et kogu müra ja vibratsioon sumbuks tekkekohas, kuid probleemiks on olnud ikkagi madalsageduslik müra mis läheduses elavaid inimesi on häirinud.
- Mõju linnustikule ja taimestikule – antud teemat on maailmas palju uuritud, kuid selle käigus on selgunud, et tuulikutest ohtlikumad on hoopis tuuleparkide ühenduseks kasutatavad õhuliinid. Erinevate uuringute tulemusena on välja selgitatud, et üldjoontes linnud väldivad tuuleparke või oskavad nendega arvestada

Eestis olemasolevad tuulepargid on suhteliselt väikesed võrreldes ülejäänud maailmaga [4]. Eestis on elektrituulikute arv ning tuulepargid iga aastaga kasvanud ning nende võimsused suurenenud oluliselt. Tuuleparkide võimsuste suurenemisega ning tuulikute enda võimsuste suurenemisega on muutunud tuuliku komponendid võimsamaks ning sellega seoses ka tuulikute ühenduskaablite ristlõiked. Esimeste tuuleparkide ehitusel oli nõue, et tuulepargis tuulikute kaablite ühendusel ja grupeerimisel ei tohi ühe fiidri võimsus ületada 10MW, millest lähtuvalt ka enamasti tuuleparke (nõue oli liitumislepingutega kaasas) ka projekteeriti ja ehitati. Selles olid omad plussid töökindluse aspektist, kuid kogu investeeringu tegi see tuulepargi omanikule kulukamaks.

Läbi aegade on tuuleparkide rajamisel käsitletud teemad olnud finantsilist laadi ning põhilised küsimused on olnud: „kui palju läheb tuulepark maksma“, „kui palju ja kui kaua saab tootmise eest toetust riigi poolt“, „kui pikk on tasuvusaeg, et investeeringu mõttekust hinnata“ seejuures on tihti tahaplaanile jäänud või teadlikult tahaplaanile jäetud tuulepargi infrastruktuuri ja eeskätt kaablivõrgu optimeerimine. Leidmaks kõige soodsamat lahendust tuulepargi eluiga arvestades tuleb kaablivõrku optimeerida, leida kõige parem lahendus kaablite paigutuseks ning tuulikute grupeerimiseks. Kadusid optimeerides on võimalik tuulepargi kasutegurit suurendada. Kaod kaablivõrgus sõltuvad tuulepargi kaablite koormusest ning tugevate tuulte korral, kus tuulepargi tootmine on maksimaalne on ka kaod kaablivõrgus maksimaalsed, sest kaod sõltuvad voolu ruudust. Kaablivõrku õigete ristlõigetega kaablite valikuga on võimalik tuulepargi kadusid vähendada ning tootlikkust suurendada. Suuremad kaablite ristlõiked aga maksivad rohkem tehes tuulepargi rajamise investeeringu kallimaks, seepärast on optimeerimise ülesanne majanduslik tehniline ülesanne, kus parim lahendus (või ka kompromiss) tuleb leida maksimaalse tootlikkuse ja minimaalsete kulutuste juures. Suurte tuuleparkide ja valessti projekteeritud kaablivõrgu korral võib juhtuda et üks või mitu tuulikut toodavad energiat ainult selleks, et kadusid kompenseerida.

Töös on esmalt käsitletud tuulepargi ja kaablivõrgu ehituse üldiseid põhimõtteid, näidates ära kaablivõrgu konfiguratsioonid ning nende plussid ja miinused ja tuuleparkides kasutatavate kaablite tüübid. Järgnevalt on antud lõputöös kirjeldatud ühe Eestis olemasoleva tuulepargi kaablivõrgu ehitust ning kaablivõrgu arvutuste ja hinnakalkulatsiooniga näidatud ära, kas on võimalik 20kV kaablivõrku ringi grupeerimisega ning kaablite ristlõikeid muutes investeeringut odavamaks teha.

1. Tuuleparkide ehitus

1.1 Elektrituulik ja tuulepark

Elektrituulik on seade, mis muudab tuule kineetilise energia mehaaniliseks energiaks, mis seejärel muudetakse elektrienergiaks. Elektrituulikuid on enamjaolt kahte tüüpi, on vertikaalteljega ja horisontaalteljega. Vertikaalteljega tuulikud on madalama efektiivsusega ning enamasti neid enam ei kasutata. Tuulikute iseloomulikuks näitajateks on rootori kõrgus, rootori läbimõõt, nimivõimsus ning võimsuskõver, mis näitab millise tuule kiiruse juures alustab elektrituulik tootmist, millal saavutab nimivõimsuse ning millise tuule kiiruse juures välja lülitub. Tuuliku maksimaalne kasutegur C_p saab olla maksimaalselt 0,59, mida nimetatakse Betzi seaduseks, selle avastas saksa füüsik Albert Betz 1919 aastal [5]. Betzi seadus tõestas, et elektrituulik suudab tuule kineetilisest energiast muundada kuni 59% mehaaniliseks energiaks, kuid enamasti jääb tuulikute kasutegur 20-30% piirile [5].

Tuuleparke ehk elektrituulikute gruppi kindlal maa-ala võib jagada lihtsustatult kahte rühma: maismaa tuulepargid ja mere tuulepargid. Üldjoontes paigutatakse maismaatuulepargid rannikualadele ning sisemaale soodsate tuule olude korral. Tuulepark koosneb elektrituulikute ja sinna juurde kuuluvast infrastruktuurist (elektrivõrguga ühendus alajaam, kaabelliinid, ning juurdepääsuteed ja montaažiplatsid). Tuuleparkide rajamisel on võimalik optimeerida kulutusi võrguga liitumisel võrreldes üksiku tuulikuga.

1.2 Elektrivõrkude konfiguratsioonid

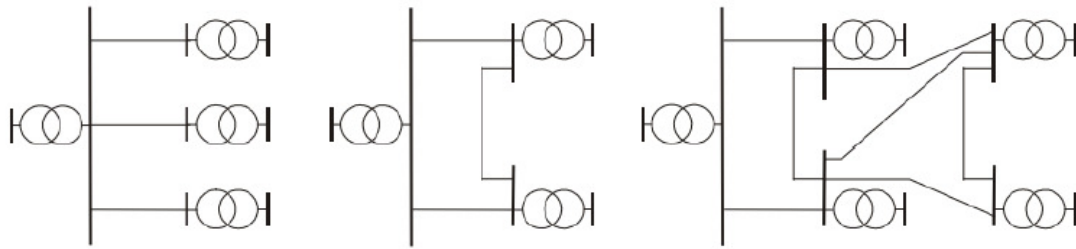
Elektrivõrgu konfiguratsioon on otseselt seotud tarbijate elektrivarustuskindlusega. Elektrivarustuskindluse järgi jaotatakse tarbijad kolme rühma:

- 1 rühma tarbijad, kes vajavad toidet kahest sõltumatust allikast (nt. haiglad)
- 2 rühma tarbijad, nende puhul kasutatakse kas ühte eritingimusel ehitatud või kahte sõltumatud toiteallikat, seejuures automaatikata reservallika lülitab sisse valvepersonal
- 3 rühma kuuluvad kõik ülejäänud tarbijad (nt. elamud), mida varustatakse ühest toiteallikast.

Elektrivõrgu ühendusskeemi ehk konfiguratsioon kitsamas mõttes on määratud harude ja sõlmede vahelise ühendusega. Selle tunnuse alusel liigitatakse elektrivõrke järgnevalt: [6]

- Radiaalvõrgud
- Hargnevad radiaalvõrgud
- Ringvõrgud
- Silmusvõrgud

Eelpool loetletud ühendusskeemide näited on toodud joonisel 1.1



Joonis 1.1. Radiaalvõrk, ringvõrk, silmusvõrk [6].

Nendel erinevatel skeemidel on omad head ja halvad küljed, mis on kokkuvõtlikult toodud tabelis 1.1.

Tabel 1.1. erinevate võrguskeemide võrdlus.

Skeem	Skeemi eelised	Skeemi puudused
Radiaalvõrk	Skeem on lihtne ja selge. Releekaitse on lihtne	Skeemi elektrivarustuskindlus on madal
Ringvõrk	Kõrgem elektrivarustuskindlus Parem pingepüsivus Väiksemad võimsuskad	Releekaitse on keerukas Keerukas käit
Silmusvõrk	Varustuskindlus veelgi kõrgem Pingepüsivus veelgi parem Võimsuskad väiksed	Keeruline ja kallis releekaitse Keerukas käit

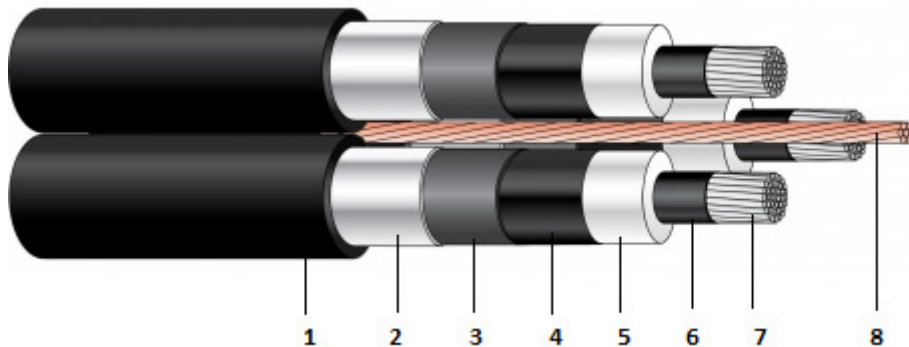
Eestis on kõik tuulepargid ehitatud radiaalvõrgu skeemi järgi ning liitumispunkt on ühes kohas. Peamiselt on selle põhjuseks investeringu maksumus, mis on teiste võrgutüüpidega võrreldes oluliselt odavam nii kaablivõrgu enda kui ka kaitseautomaatikat arvestades. Selle süsteemi kõige suuremaks miinuseks on rikke tekkimine jadamisi ühendatud tuulikute kaablil, sest siis

jäävad rikkekohast tagapool olevad tuulikud toiteta ning ei saa ka energiat toota ega müüa, ning omaniku kahju (saamata jäänud tulu) sõltub suuresti rikke ajal olnud tuuleoludest ning rikke likvideerimise kuludest. Samuti on tuuleparkides kasutusel ühe fiidri kaitsesüsteem alajaamas, ehk rikke korral lülitatakse kogu fiider välja olenemata rikke asukohast ning rikke likvideerimine on aega nõudev. Kuid töö autori hinnangul on enamuses Eesti tuuleparkides on võimalik maakaabli rike ära parandada 1-2 päevaga.

1.3 Kõrgepinge kaablid

Tänapäeval kasutatakse järjest rohkem elektri üle kandmiseks kaablivõrke. Kaablivõrgud on küll kallimad kui õhuliinid ja rikke korral remont aeganõudvam, kuid maa sees on nad nii-öelda silma alt ära ning ei reosta visuaalselt, ehk kõik me soovime endale elektriühendust aga õhuliini oma maja kõrval eriti näha ei tahaks. Kaablid on välismõjude eest paremini kaitstud ning ka ohutumad. Kaablitel võrreldes õhuliiniga on palju väiksem induktiivsus seda sellepärast, et neil on juhi ja maapinna vahel väiksem vahemaa aga see-eest on kaablitel palju suurem mahtuvus ja seega ka palju suurem laadimisvool. Kõrgepinge kaablid on enamasti ühe soonelised ehk igal soonel on oma isolatsioon ja mehaaniline kaitse. Kaablite konstruktsioon on keerukas, sõltub nimipingest, soonte arvust, materjalist ja töötingimustest. Kaablites ei tohi niiskus levida ei piki- ega ristisuunas, selleks on kaablis juhi kiudude vahel pikisuunaline ja juhtide kiudude vahel ristisuunaline veetõke. Keskpingekaabli isolatsioonimaterjaliks on ekstrudeeritud polüvinüülkloriid (PVC) ja polüeteen (PE, PEX, XLPE). Kaablimantli eesmärk on kaitsta kaablit niiskuse eest ja anda kaablile hermeetilisus, mille materjalidena on kasutusel plii, alumiinium, plastmass (polüeteen), kumm. Pliimantlit kasutatakse tavaliselt korrosiooniohtlikku keskkonda ja vee alla paigaldatavatel kaablitel. Kaablimantlit kaitstakse vigastuste eest kaitsesoomusega ning kaitsesoomust ja metallmantlit omakorda korrosiooni eest välismantliga, mille materjalideks tavaliselt bituumeniga immutatud kiudmaterjal või plastmass. Joonisel 1.2 on kujutatud kolmesoonelist keskjuhtmega kaablit AHXAMK-W, mida tuntakse ka kui *Wiski* – kaabel [6][Lisa 1]. *Wiski* kaablit kasutatakse laialdaselt Eesti keskpingevõrkudes nii uute ehitamisel kui ka olemasolevate renoveerimisel ning samuti on kõnealune kaablitüüp enamuse Eesti tuuleparkide kaablivõrgus kasutusel. Antud kaablit toodetakse ristlõigetel $3 \times 50 \text{ mm}^2$ – $3 \times 300 \text{ mm}^2$ ning selle kaabli andmeid on kasutatud käesoleva töö arvutustes. Kaabli eeliseks on lihtne paigaldus, ehk kaabli paigaldusel paigaldatakse kohe

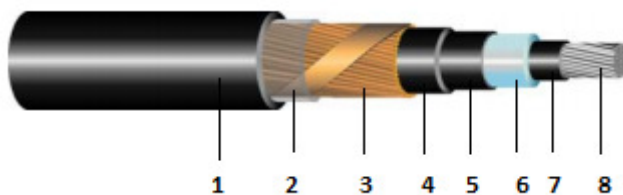
kõik kolm soont, kuid miinuseks on standardne kogus kaabli trumlil, milleks on 500 m, mis tähendab, et minimaalselt iga 500 m tagant tuleb teha kaablivõrku jätkumuhv.



1	Väliskate, PE, must
2	Metallkate, kattega tihedalt seotud alumiiniumfooliumlint annab ristisuunas veekindluse
3	Niiskuse mõjul paisuv pooljuht lint, annab pikisuunas veekindluse
4	Pooljuhtiv kiht, pooljuhtiv kopolümeerkompaund
5	Isolatsioon, XLPE
6	Pooljuhtiv kiht, pooljuhtiv kopolümeerkompaund
7	Soon/juht - keerutatud, ümar ja tihendatud alumiinium vastavalt pikisuunas veekindel
8	Tsentraalne vaskjuhe, mille ümber on keerutatud kolm soont

Joonis 1.2 Kolmesooneline AHXAMK-W 12/20(24) kV kaabel. [Lisa 1]

Suuremate ristlõigete vajaduse puhul tuleb kasutada juba ühesoonelisi kaableid. Joonis 1.3 ühesooneline kaabel NA2XS(F)2Y. Antud kaabli tüübi tehnilisi andmeid on kasutatud ka käesoleva töö arvutustes. Antud kaablitüübi miinuseks on paigaldusel tuleb iga soon eraldi kaablitrassi paigutada, kuid peamiseks plussiks töö autori arvates on, et minimaalset kogust on võimalik tellida vastavalt tuulikutevahelisele lõigule ehk jätkumuhve ei pea tingimata tegema.



1	Väliskate, PE, must
2	Eraldiskiht, paber
3	Vasest traatekraan koos siduva vask lindiga
4	Niiskuse mõjul paisuv pooljuht lint, annab pikisuunas veekindluse
5	Pooljuhtiv kiht, pooljuhtiv XLPE
6	Isolatsioon, XLPE
7	Pooljuhtiv kiht, pooljuhtiv XLPE
8	Soon/juht - keerutatud, ümar ja tihendatud alumiinium vastavalt pikisuunas veekindel

Joonis 1.3 ühesooneline NA2XS(F)2Y 12/20(24) kV kaabel. [Lisa 2]

Polümeerisolatsiooniga kaablite kõrval on kasutusel veel tänapäevalgi palju paber-õliisolatsiooniga kaableid, mida paigaldati eelmistel aastakümnetel, mille kaablihood on isoleeritud viskoosse õliga immutatud paberiga. Paberkaablite puuduseks võrreldes polümeerkaablitega on suurem kaal, õlilekke võimalus, hooldevajadus ja kaablimuhvide väiksem töökindlus. Tänapäeval on kasutusel kaablimuhvid, mis võimaldavad omavahel ühendada õli-paber ja polümeerisolatsiooniga kaableid. See lubab rikke korral välja vahetada ainult osa õli-paber isolatsiooniga kaablist ning teeb rikke likvideerimise kiiremaks ja ka odavamaks [6]. Kaabelliinide rajamisel tuleb arvestada mitmete asjaoludega, millest elektrivõrgu operatiivjuhtimise seisukohalt on kõige olulisem teada kaablitele lubatud maksimaalset koormusvoolu, mille järgi saab teha otsuseid kaablite ümberlülimate kohta tarbijate elektrivarustuse tagamisel ning rikete likvideerimisel. Kaablite ristlõiked on tavaliselt $3 \times 25 \dots 3 \times 300 \text{ mm}^2$. IEC - EN 60038 standardi kohaselt on soovitatud ristlõiked tabelis 1.2.

Tabel 1.2. IEC - EN 60038 soovitatud kaablite ristlõiked.

Ristlõigete skaala	3 x 25	3 x 35	3 x 50	3 x 70	3 x 95
	3 x 120	3 x 150	3 x 185	3 x 240	3 x 300

Kaablite ristlõigete valikul tuleb lähtuda lubatud pingekaost, paigaldustingimustest ja lühisvoolust ja selle kestvusest ja tagada, et kaitseaparatuuri rakendusvool ei ületaks kaablile kestvalt lubatud voole arvestades paigaldustingimusi [6].

2 Tuulepargi kaablivõrgu optimeerimis meetodid

Tuulepargid on maailmas järjest rohkem saavutanud strateegilist, majanduslikku ja ka poliitilist tähtsust. Nad on tänasel hetkel kõige kiiremini arenev taastuvenergia valdkond ning tuulepargid mängivad väga olulist rolli keskkonna küsimustes ja tänapäeva modernse ühiskonna energia vajaduste täitmisel. Nende rajamine on üldjoontes väga pikk protsess (mõttest teostuseni) ning investorid põrkuvad alati kokku probleemiga, et teha valik parima ja majanduslikult kõige soodsama variandi vahel, mis sunnib investorit kompromissile lõpptulemuse osas. Probleeme mida lahendada on mitmeid:

- Tuulepargi parima asukoha valik. Tihti on hea tuulega kohad tarbimiskeskustest kaugel ning nende asukohtade läheduses kas pole üldse või on suhtelist nõrk elektrivõrk.
- Tuulikute arv vs. liitumisvõimsus. Kui palju, kui võimsaid tuulikuid on otstarbekas ehitada.
- Toodangu optimeerimise ja tuulikute ühenduse optimeerimisega.

Iga osa optimeerimine võib säästa vähemal või suuremal määral investeeringu maksumust ehk raha.

Üheks võimalikuks tuulepargi investeeringu kulude vähendamiseks on tuulikutevahelise keskpinge võrgu optimeerimine. Projekteerimis või siis optimeerimisülesandeks on leida tuulepargi alajaamale võimalikult parim asukoht, kindlaks teha keskpinge kaablivõrk, et kõik tuulikud saaks ühenduse elektrivõrguga läbi tuulepargi alajaama ning kõik kaablite läbilaskevõimed oleks tagatud ning lõplik investeeringu maksumus minimaalne. Lahendus tuleb leida küsimustele:

- Mitu tuulikut on ühendatud ühte fiidrisse?
- Kas maapinna iseärasused mõjutavad tuulikude grupeerimist?
- Kas arendaja on andud ette kohustuslikud kaablivõrgu koridorid, mis kitsendavad optimaalse lahenduse leidmist?
- Kas on ette antud nõuded mitu tuulikut võib ühte fiidrisse ühendada?

Väikeste tuuleparkide korral leitakse selline optimaalne lahendus tavaliselt käsitsi kuid suuremate tuuleparkide jaoks on välja töötatud mitmeid arvutus ja optimeerimis abivahendeid leidmaks võimalikult parima variandi tuulikute ühendamiseks tuulepargi alajaamaga. Probleem püstituseks saab luua 6 erinevat sisendit:

- Elektrituulikud toodavad tuulest energiat
- Elektrienergia tuleb viia lähedalasuvasse võrku

- Elektrituulikuid ei saa otse võrguga ühendada
- Mitte iga elektrituulik pole ühendatud alajaamaga vaid kasutada jada ühendust ja nn energia transport kaableid
- Tuulikute ühendamiseks kasutada „puu“ topoloogiat, kus iga oks tähendab ahelat tuulikust tuulikuni või alajaamani
- Iga kaablilõik peab omama piisavat läbilaskevõimet ehk taluma vähemalt niipalju koormust kui palju on tema „küljes“ tuulikuid [16]

Järgnevalt toon näiteid erinevatest optimeerimismetoodikatest, mis on välja töötatud ning aitavad lihtsustada optimaalse lahenduse leidmist tuulepargi sisesele kaablivõrgule.

2.1 Grid method (graph optimization) ja Mixed integer programming MIP

Antud meetodeid kirjeldab ning võrdleb Andrzej Wedzik oma artiklis „*The optimization of Cable Layout Design in Wind Farm Internal Networks*“ [15].

Grid method (graph optimization)

Meetodi mõte on leida optimaalne kaablivõrgu konfiguratsioon, mille aluseks on tuulikute ja alajaama asukohad. Peamised kitsendused kaablivõrgu optimeerimisel:

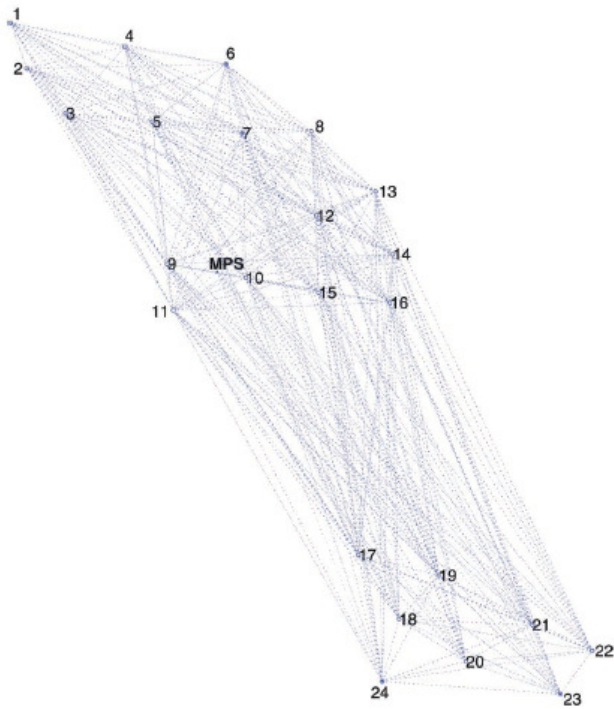
- Maapinna kuju
- Võimalike kaablitrasside asukoht
- Fiidrite arv tuulepargis
- Tuulikute arv fiidris
- Võimalike kaablite kogus ja ristlõige

Nimetatud probleemidele lahenduse leidmiseks on antud meetod sobilik ning kasutatakse järgnevaid algoritme:

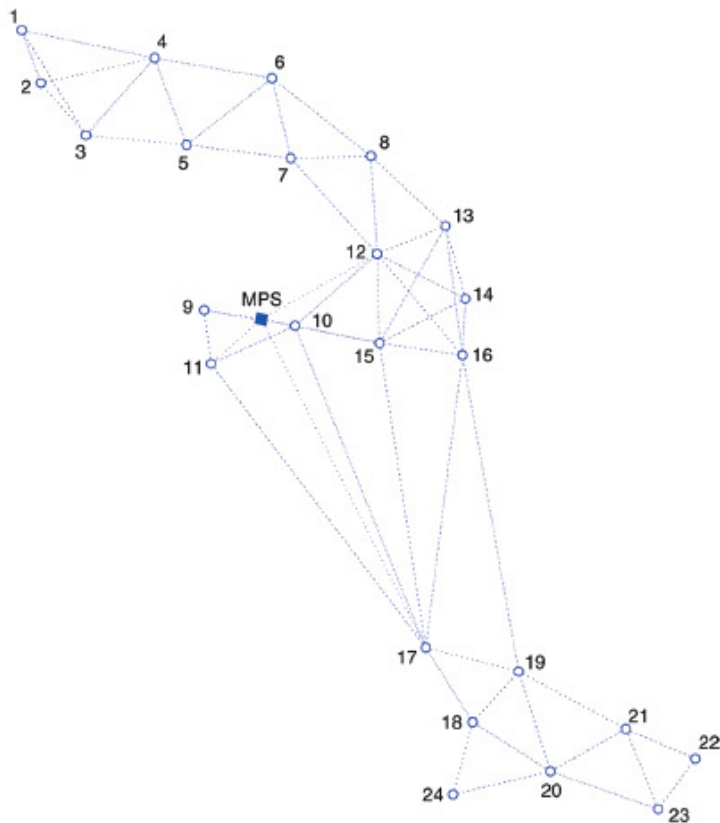
- Minimaalne genereerivate harude algoritm
- Lühima tee otsimine
- Kitsendatud minimaalne genereerivate harude algoritm

Meetodil uuritakse tuulepargi alajaama ja tuulikute vahelise kaablivõrgu võimalike ühendusi kasutades tuulikute asukohti (aluseks võetud koordinaadid) ning seejärel leitakse võimalikult lühem variant kaablivõrgule. Parima lahendus leitakse erinevaid etappe läbides. Näiteks võetakse tuulepargi tuulikute ja alajaama geograafilised koordinaadid ning leitakse kõigepealt

kõik võimalikud ühendused tuulikute ja alajaama ühenduseks, joonis 2.1, mida hilisemates etappides kitsendatakse, joonis 2.2.

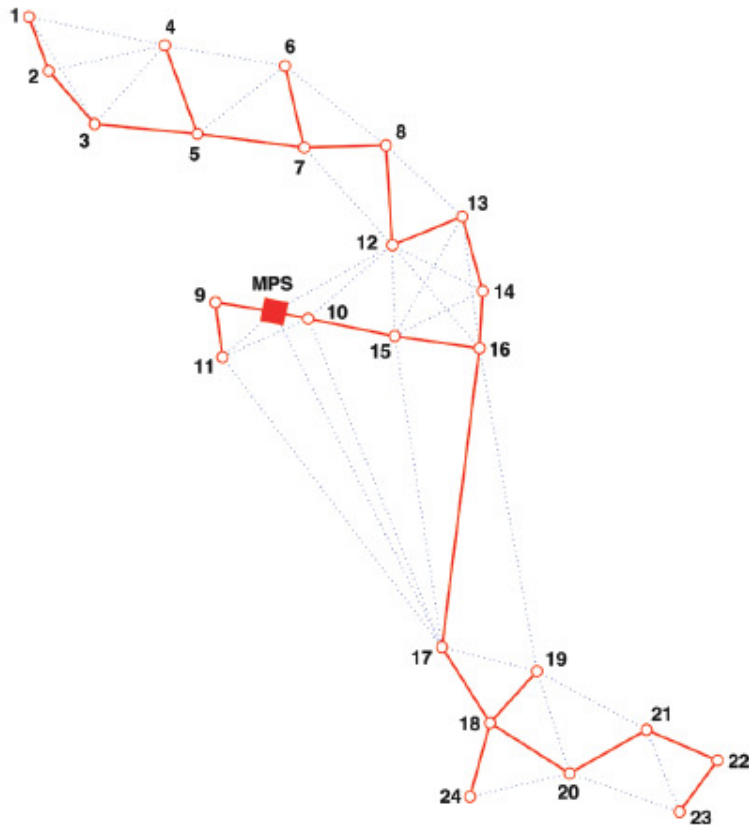


Joonis 2.1. Kõik võimalikud ühendused tuulepargi ja alajaama (MPS) vahel.



Joonis 2.2. Võimalik reaalne lahendus tuulikute ja alajaama (MPS) ühendamiseks.

Järgnevalt leitakse optimaalne lahendus ehk kaablite nn. haruline jaotis, et kogu kaablivõrgu pikkus oleks minimaalne. Kui on leitud minimaalne jaotis tuulikute ühendamiseks (joonis 2.3) siis antud joonist kasutatakse edasiseks tööks, et leida optimaalne ja nõuetele vastav (võimalikud kitsendused maapinna erikujust või kohustuslikke kaablite asukohtadest lähtuvalt) tuulikute ja kaablite grupeerimine antud näite puhul.



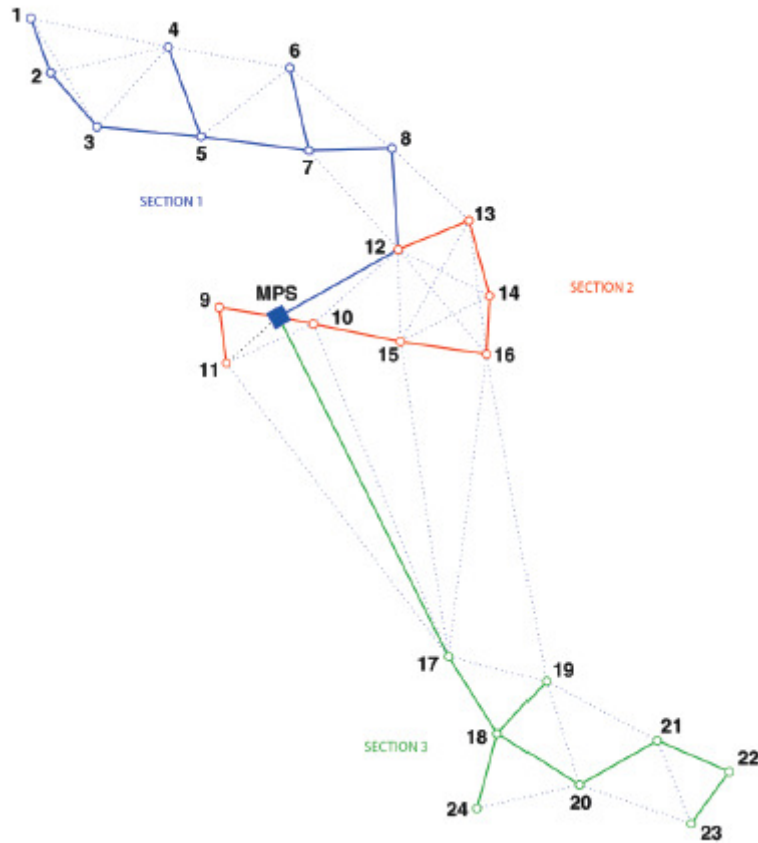
Joonis 2.3. Leitud minimaalne jaotis kaablivõrgu paiknemiseks.

Kui pole otsest nõuet võrguettevõtte poolt, kuidas grupeerida ja ühendada tuulikuid tuulepargis pole siis kogu protsess sõltub:

- Investori või omaniku nõuetest/juhistest kui palju on fiidreid võimalik teha
- Investori või omaniku nõuetest/juhistest mitu tuulikut võib olla ühes fiidris
- Asukohas kitsendustest ja piirangutest ja võimalike kaablite ristlõigetest

Antud näite puhul oli investor lubanud teha 3 fiidrit ning ühendada 8 tuulikut ühte fiidrisse, millele järgnes optimaalse ühenduste leidmine tuulikute vahel. Paraku selle meetodi puhul on järgnev etapp nii-öelda „peaaegu optimaalne“, sest see sõltub paljuski lahenduse koostaja subjektiivsest lähenemisest, sest peale minimaalse pikkusega võrgu leidmist tuleb võrk tükeldada antud näite raames kolmeks ning see on suuresti jällegi projekteerija tehniline

lahendus ja alati pole garanteeritud optimaalne lahendus. Antud näite puhul arvestades kitsendusi on leitud optimaalne ühendus tuulikute vahel vastavalt joonisel 2.4, mille alusel leitakse ka kaablivõrgu pikkus.



Joonis 2.4. Graafilisel optimeerimisel leitud lõplik lahendus.

Antud näitel on mitu eelist kuid ka puudust:

Eelised:

- Lihtne ja läbipaistev (lihtsad algoritmid)
- Lahenduse kiire leidmine
- Kohaldatav levinud standartsete arvutusmeetoditega

Puudused:

- Alginformatsioon tuleb käsitsi sisestada kõigis etappides
- Lahendus peaaegu optimaalne, sest sõltub paljuski kasutaja nägemusest ja mitte kõige optimaalsemast lahendist
- Vähe ühilduv järgmise etappiga, milleks on kaablite ristlõigete optimeerimine.

Antud meetodit on mõistlik kasutada lihtsamate ehk väiksematele tuuleparkidele optimaalse kaablivõrgu konfiguratsiooni leidmiseks [15].

Mixed integer programming (MIP)

Antud metoodikat on lähemalt tutvustatud mitmed teadusartiklid, kus süübitakse teemasse süvitsi kasutades lahenduse saamiseks matemaatilisi võrrandeid ning leitakse lahendusi [17][18][19]. Kokkuvõtlikult on antud optimeerimis meetodit tutvustanud samuti Andrzej Wedzik oma artiklis „*The optimization of Cable Layout Design in Wind Farm Internal Networks*“ [15] näidates ära ka eelneva (Grid meetod) ja MIP meetoditel leitud kaablivõrkude erinevused. MIP meetodil leitakse programmi abil minimaalne tuulikute kaablivõrgu struktuur. Lahendus leitakse võrdlemisi kiiresti, sest käsitööd on siin vähe. Lõpptulemus on parem kui *Grid* meetodil leitud ning, mis kõige olulisem: tulemus ei sõltu projekteerija subjektiivsusest otsusest kaablite paigutuse ja ühenduste leidmisel.

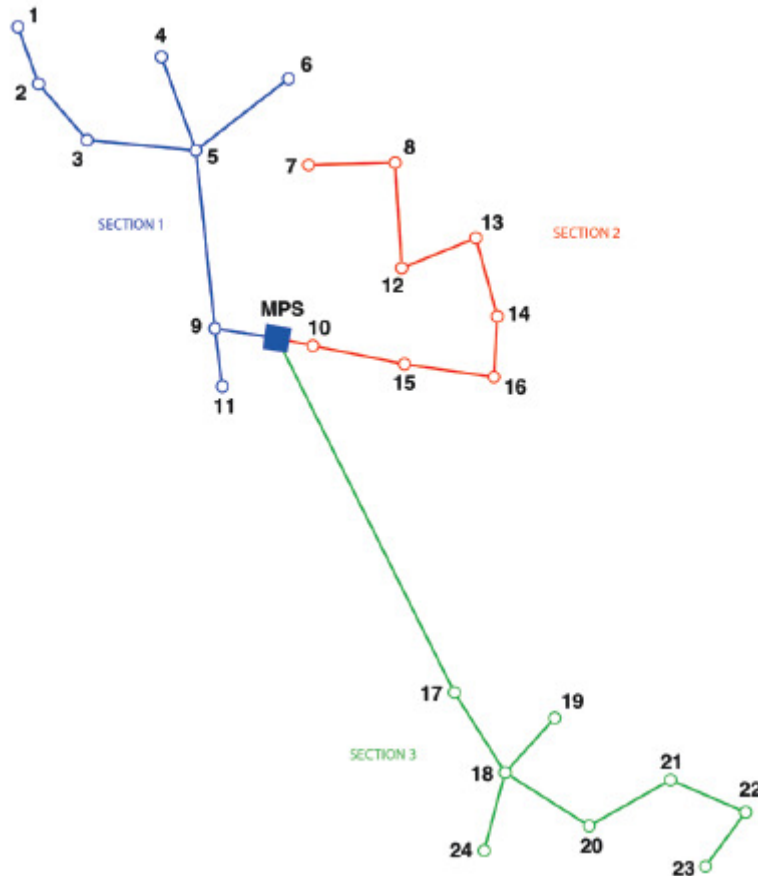
Põhilised eelised *MIP* meetodil kasutamisel:

- Matemaatiline kirjeldus lahendust otsitavale probleemile
- Võimalus lisada kitsendusi ning lisada ka teisi algoritme lahenduse leidmiseks

Optimaalse kaablivõrgu lahenduse leidmiseks kasutatakse kaablitrasside võimaliku asukoha ning minimaalse pikkuse algoritme, millest kirjutatakse kokku matemaatilised optimeerimis võrrandid. Võrranditesse saab lisada ka ühikhinnad, et saadud tulemust ka kohe finantsiliselt hinnata. Selle meetodi peamisteks eelisteks on võimalus lisada ja ühildada arvutuskäiku piirangutega milleks võivad olla:

- Ette antud fiidrite arv alajaamas
- Tuulikute arv fiidris
- Kindlad kaablitrassi asukohad, ehk ette antud kohad millest ei tohi kõrvale kalduda
- Võimalus siduda lahendus järgmiste optimeerimisülesannete sisenditega leidmaks optimaalset kaablivõrku

Kokkuvõtlikult on *MIP* meetodi sisenditeks tuulikute asukoha koordinaadid ning etteantud kitsendused, ning väljundiks minimaalse pikkusega kaablivõrgu konfiguratsioon. Programmi poolt genereeritud lahendus võrgu konfiguratsiooniks on toodud joonisel 2.5.



Joonis 2.5. *MIP* meetodil leitud lõplik lahend kaablivõrgu konfiguratsioonile.

Tabelis 2.1 on mõlema (*Grid* ja *MIP*) meetodite kirjeldusel kasutatud tuulepargi asendiplaani näitel saadud lahendus kaablite grupeerimisel, arvestades etteantud kitsendusi.

Tabel 2.1. *MIP* ja *Grid* optimeerimismeetodil saadud tulemused.

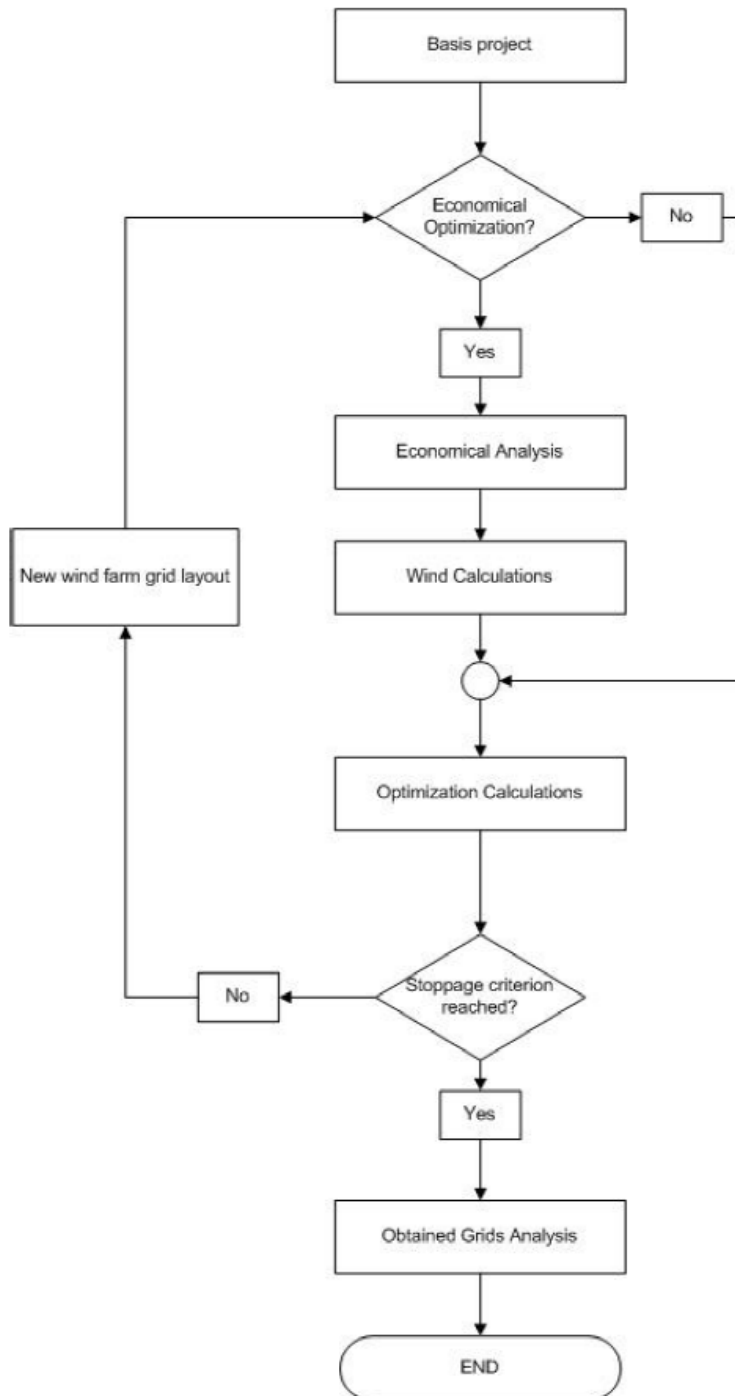
Fiider	Kaablite pikkused		Erinevused	
	Grid meetod (m)	MIP meetod (m)	(m)	(%)
1	5 633	5 079	554	10,91
2	4 005	4 234	-229	5,41
3	6 590	6 590	0	0
KOKKU	16 228	15 903	325	2,04

Kahe meetodi kokkuvõttena tuleb tõdeda, et mõlemad meetodid sobivad optimeerimiseks ning on kasutatavad ning erinevus on põhiliselt kasutusmugavuses.

2.2 Wind farm optimizer (WFO) [20]

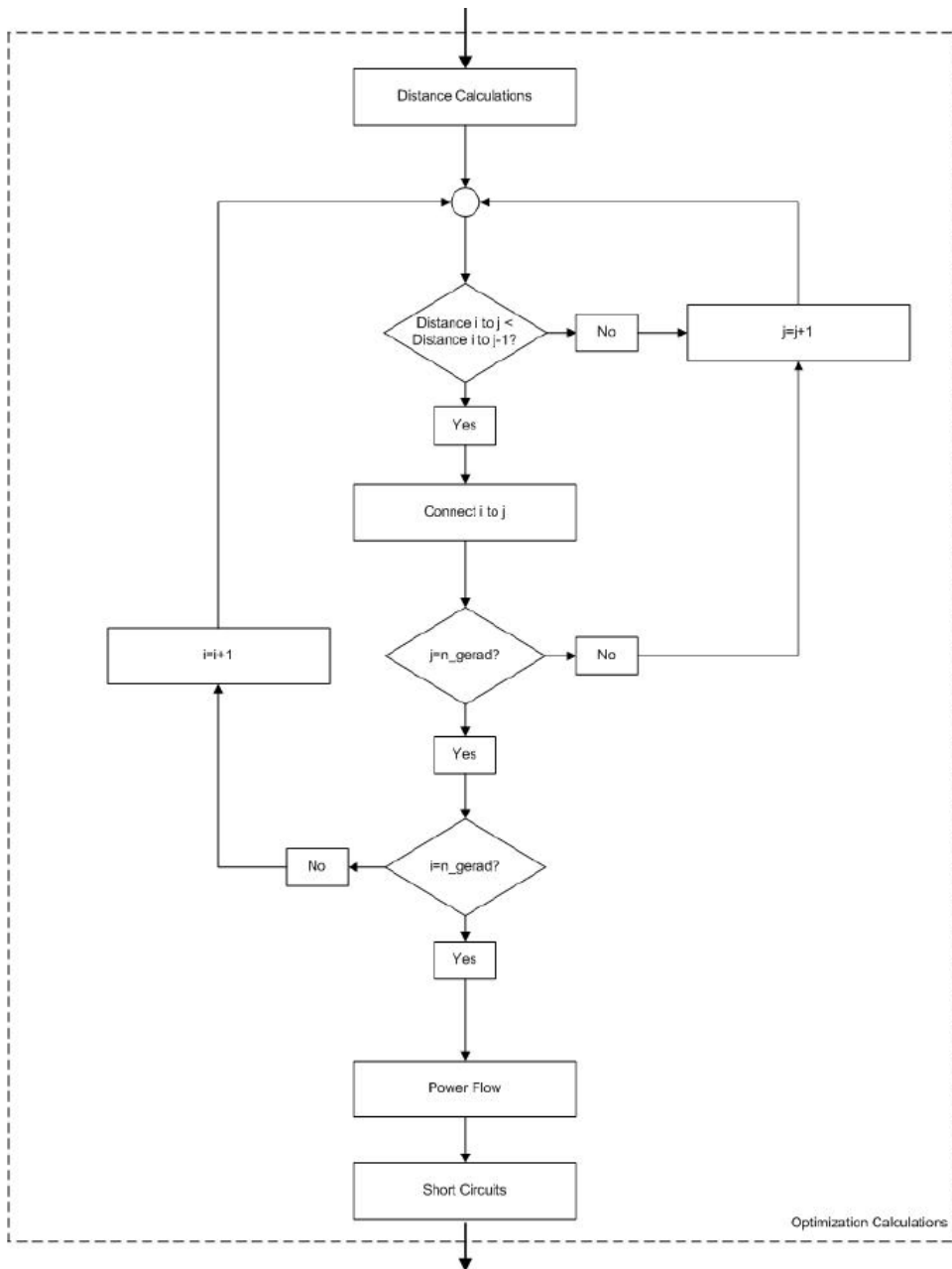
Wind farm optimizer on välja töötatud, et leida automatiseeritud optimaalne lahendus tuulepargi kaablivõrgule. Antud programmi saab kasutada kuni 100 tuulikuga tuuleparkide puhul. Programm baseerub *Excel* platvormil ja eelnevalt loodud programmi *Terprod* (kasutati võimsusvoogude näitamiseks võrgus) edasi arendus.

Optimeerimise aluseks on generaatorite grupid, mis moodustavad fiidrid ühenduses alajamaaga. Igas võimalikus arvutatud lahenduses on generaatorite arv fiidris erinev ning kõiki lahendusi analüüsitakse ja võrreldakse kaablivõrgust lähtuvalt ning leitakse parim variant, mida lõplikult esitletakse. Optimeerimise voodiagramm, mis on esitatud joonisel 3.6 kirjeldab optimeerimisprotsessi järk järgult. Antud voodiagrammi näitel alustab *WFO* programm arvutusi baas projektist (ehk tuulikute ja alajaama geograafilistest koordinaatidest) ning, kui majanduslikku analüüsi ei kasutata, siis leiab programm esimese võimalikult optimaalse kaablivõrgu konfiguratsiooni (kaablite minimaalse pikkuse), mida edasi optimeerib kuni selle hetkeni kui leitakse (*WFO* programmile) teada oleva maksimaalse kaabli maksimaalne vool, mis hetkel optimeerimine peatakse ja esitatakse tulemused.



Joonis 3.6. WFO optimeerimis voodiagramm.

Kui lisada *WFO* programmi ka majandusk aspekt ning tuule andmed siis arvutab programm iga võrgu konfiguratsiooni jaoks lisaks optimaalsele võrgu pikkusele ka majandusliku osa ehk prognoositava saadava tulu. Võrgu arvutuse voodiagramm on esitatud joonisel 3.7. Selle järgi programm otsib kõige lühemat teed kahe tuuliku vahel ning kui see on leitud kinnitab ta selle tulemuseks arvestades etteantud kitsendusi fiidrite maksimaalsele arvule ja tuulikute maksimaalsele arvule fiidris.



Joonis 3.7. Võrgu optimeerimise voodiagramm.

Kui on leitud minimaalse pikkusega kaablivõrk siis arvutab programm välja:

- Aktiivenergia kaod (MW)
- Reaktiivenergia kaod (MVar)
- Aastane eeldatav toodetud energia (MWh)
- Aastased võrgu kaod (MWh)
- Aastane töökindlusest tingitud energia kadu (MWh)

Nende tulemuste alusel saab teha otsuse milline on parim variant nii tehniliselt kui majanduslikult. Sest tehniliselt parim tulemus pole alati majanduslikult parim tulemus.

3 Optimaalse kaablivõrgu leidmine olemasoleva tuulepargi alusel.

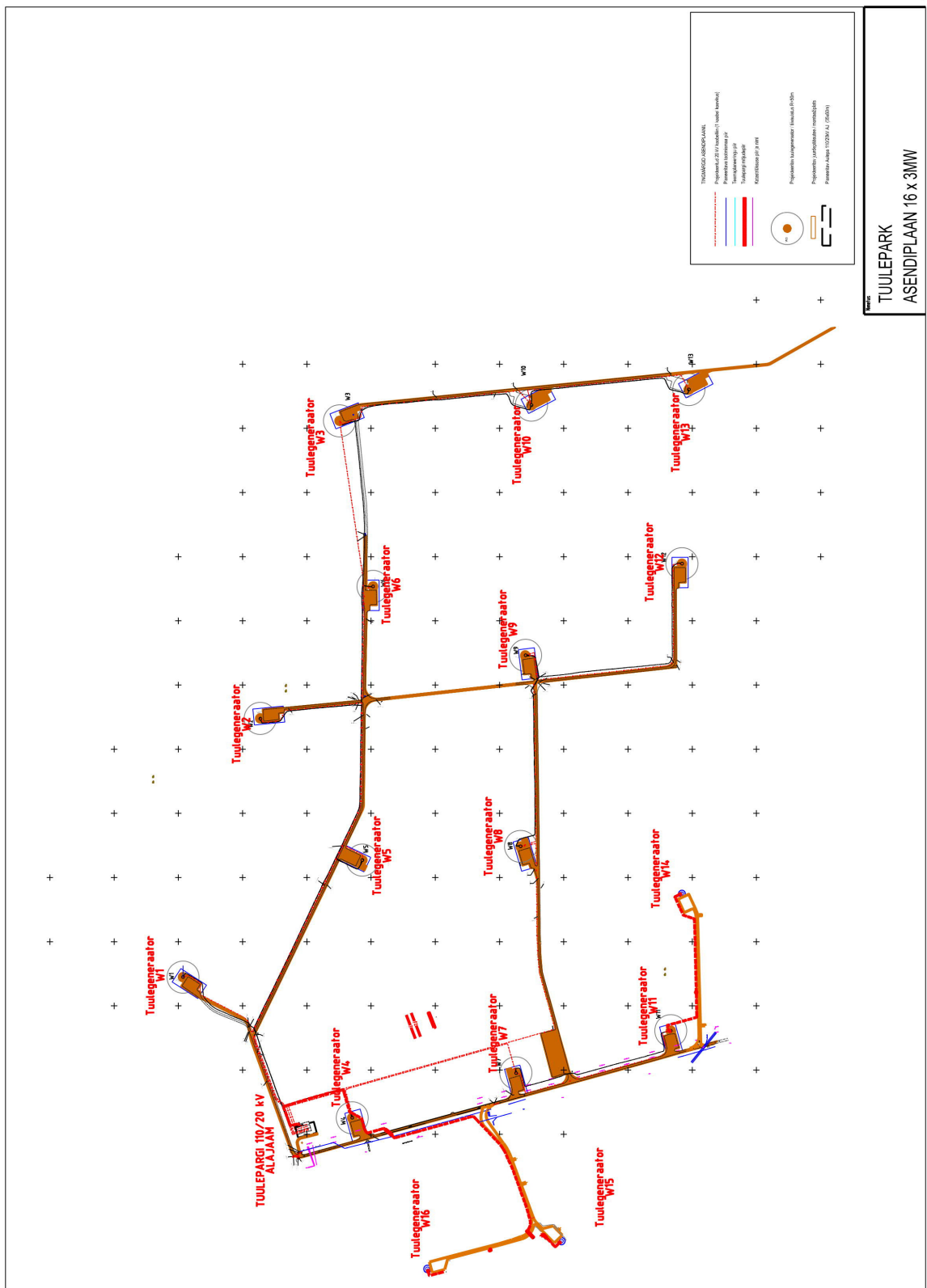
3.1 Olemasoleva olukorra kirjeldus.

Tuulepark millele käesoleva töö autor on otsinud kaablivõrgu optimaalset lahendust on ehitatud 2008-2009 aastal. Tuulepark alustas elektrienergia tootmisega 2009 aasta lõpul ning tuulepargi katsetused teostati 2009-2010 aastal. Töö autor on olnud kõnealuse tuulepargi ehitusel infrastruktuuri osa (110/20 kV alajaama, 20 kV ja optiline kaablivõrk ning teed ja platsid) projektijuht.

Antud tuulepargis esimeses etapis ehitati välja 13 tuulikut ning perspektiivina tuli juba projekteerimise käigus arvestada kolme lisa tuulegeneraatori liitumisega (alajaama kui esimese etapi kaablivõrgu ehitusel), mille planeeritavad asukohad olid teada. Tuulepargi asendiplaan on kujutatud joonisel 3.1. Antud tuulepargi kaablivõrgu projekteerimise ajal oli nõue, et tuulikuid võib ühe fiidri küljes olla alajaamaga ühenduses maksimaalselt 10 MW võimsusega, ehk kõnealuse tuulepargi juhul sai kokku ühendada kolm tuulikut. Suurust 10 MW põhjendati, et fiidri välja lülitamisel ei tekiks liiga suuri koormuse vähenemisest tingitud pinge kõikumisi ülekandevõrgus [23]. Selle tõttu on tuulepargi alajaamas 20 kV poolel paigaldatud tuulikute energia kokku korjamiseks jaotla, milles on 6 fiidrit, arvestades ka perspektiivsete lisanduvate tuulikute ja lisanduva tuulepargiga. Tänapäevaks on ka need planeeritavad tuulikud välja ehitatud ning alajaam töötab (liitumispunkti) maksimaalsel lubataval võimsusel.

Tuulepargi 110/20 kV alajaam on ühendatud liitumispunktiga ühe 110 kV latistusega. Tuulepargi alajaama on paigutatud kaks 25 MVA trafot mis ONAF režiimis on lubatud pidevalt koormata 30 MVA-ga. Kahest trafost tulenevalt on ka 20 kV poolel kaks jaotusseadet, mis on võimalik ka sektsioonide vahelise lülitiga kokku ühendada, kuid trafode eraldi väljalülitamise võimalust 110 kV poolelt pole esilagu ehitatud, kuid töö autorile teadaolevalt on alajaama osa trafode kaoenergia kulude optimeerimise eesmärgil see teema aktuaalne olnud.

Tuulepargi kaablivõrk on projekteeritud radiaalvõrguna ning ringtoite võimalust pole planeeritud seda võrgu keerukuse ja vajaduse puuduse tõttu ning ka kõrgema ehitushinna tõttu. Kaablivõrgu pinget on 20 kV ning kasutatud on AHXAMK-W 20 kV 3x240 mm² ja AHXAMK-W 20 kV 3x120 mm² kaablid. Kaablivõrgu materjali kogused nii esimese kui teise etapi omad on toodud tabelis 3.1, ning tuulepargi elektriline skeem on kujutatud joonisel 3.2.

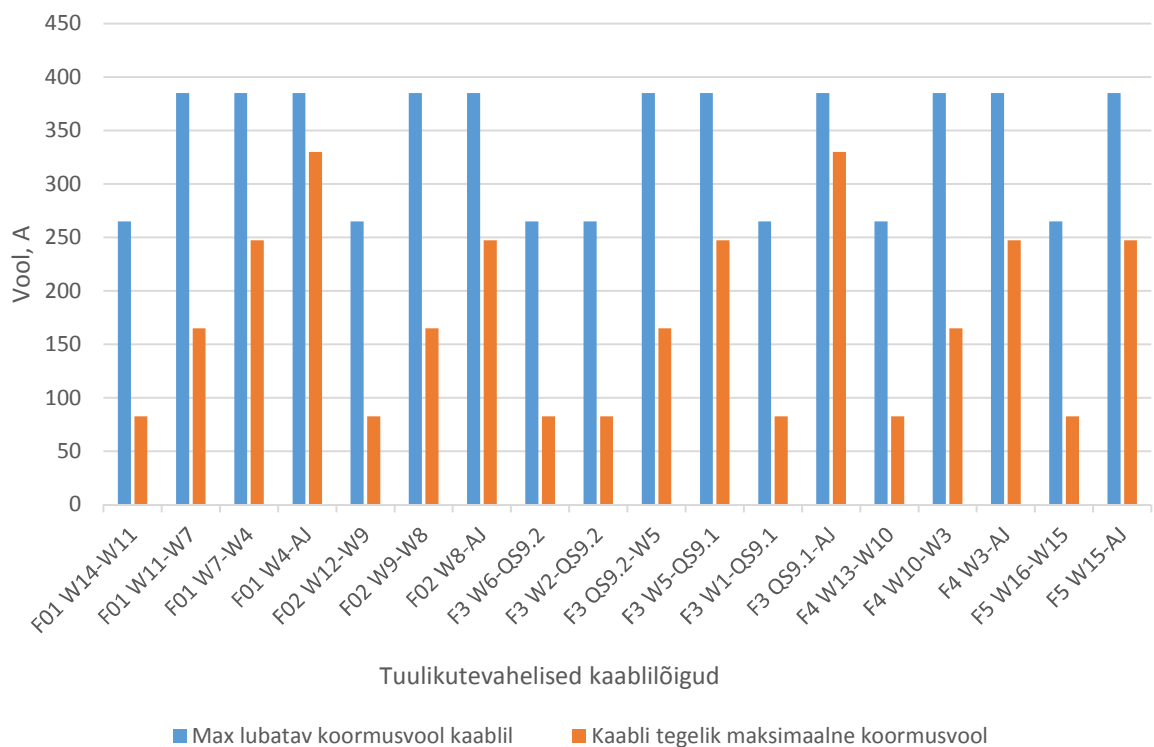


Joonis 3.1. Tuuleparki asendiplaan.

Tabel 3.1. Olemasoleva tuulepargi kaablivõrgu materjalid I ja II etapp.

Nimetus	Mark/Tähis	kogus	Ühik
Maakaabel 20 kV	AHXAMK-W 3x120Al+35Cu	3 752	m
Maakaabel 20 kV	AHXAMK-W 3x240Al+35Cu	11 019	m
Sidekaabel	FXOVDMU 2x4 SML + 2x4 GKL	12 746	m
Sõrmikotsamuhv, termokahanev, AHXAMK-W 3x240 AL kaablile	POLT- 24E/1XI-L12	22	kompl
Sõrmikotsamuhv, termokahanev, AHXAMK-W 3x120 AL kaablile	POLT- 24D/1XI-L12A	14	kompl
Jootevaba maandusjuhtme ühenduskomplekt AHXAMK-W 3x120 ja 3x240 mm ² Al kaablile	SMOE 62589	36	kompl
Isoleeritud nurkliide AHXAMK-W 3x120 kaablile	RICS 5133	14	kompl
Isoleeritud nurkliide AHXAMK-W 3x240 kaablile	RICS 5143	22	kompl
Jätkumuhv termokahanev AHXAMK-W 3x120 ja 3x240 mm ² kaablile	POLT 24/1x120-240	60	kompl
Jaotuskapp 24 kV	GEVEA "Quicksec"	2	kompl

Tuulepargis elektrienergia tootmine ehk teistpidi koormus kaablitele on pidevalt muutuv ning maksimumkoormust just tihti pole, kuid kaablivõrgu projekteerimisel tuleb arvutustes arvesse võtta, et kaablid vastaks antud fiidril maksimaalsele koormusvoolule ehk nad peavad taluma pidevalt maksimaalselt tuulikute koormust.. Elektrituulikud antud tuulepargis on 3 MW võimsusega ning nad on grupeeritud 3 kaupa fiidri kohta, et oleks tagatud maksimaalne lubatav koormus fiidris etteantud nõuete järgi ning ühes fiidris on tehtud erand, kus on 4 tuulikut ehk 12 MW fiidris, millele teise etapi ehitusel lisandus ka teine 12 MW fiider. Kaablite lubatud koormused kaabli andmelehe järgi [lisa1] ja kaablitele tegelikult tuuliku maksimaalse võimsuse järgi tekkivad voolude suhe on toodud joonisel 3.3, millest on näha kui palju on tegelikult kaablite valikul jäänud varu, ehk enamus kaablid töötavad maksimaalsel tuulepargi koormusel alla poole lubatud koormusega. Siit järeldub, et kaablite optimeerimine võib tuua kaasa kaablite ristlõigete vähendamise, mis on otseselt seotud kaablite hinnaga ning investeeingu maksumuse ning lõpuks ka kogu tuulepargi tasuvusaja arvutamisega.



Joonis 3.3. Projekteeritud kaablite lubatud ja tegelik maksimaalne vool.

3.2 Tuulepargi elektrisüsteemi ringi grupeerimine olemasolevate kaabli ristlõigetega

Tuulikute asendiplaani ja liitumispunkti (alajaama) asukohta arvestades on teostatud arvutused maksimaalse koormusvoolu järgi kasutades eelnevalt projekteeritud kaablite ristlõikeid. Kaablitena oli kasutusel AHXAMK-W 20kV 3x240 mm² ja AHXAMK-W 20kV 3x120 mm² kaablid.

Kaablite maksimaalse lubatava läbilaske võimsuse on arvatud valmiga 3.1, ning tuulikute poolt tulev maksimaalne vool nimivõimsusel valemiga 3.2.

$$P = U I \sqrt{3} \cos\varphi \quad (3.1)$$

Kus:

P – Võimsus, W

U – Pinge, V

I – Vool, A

φ – pinge ja voolu vaheline nurk.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos\varphi} \quad (3.2)$$

Kus:

P – Võimsus, kW

U – Pinge, V

I – Vool, A

φ – pinge ja voolu vaheline nurk.

Võimsustegur $\cos\varphi$ väärtuseks antud arvutustes on võetud võrdseks 1-ga, sest iga elektrituulik tuulepargis osaleb reaktiivenergia kompenseerimisel individuaalselt ning reaktiivenergia hoitakse liitumispunktis võrdne nulliga ning kaabelliinid antud tuulepargis on võrdlemisi lühikesed.

Arvutustes on kasutatud Prysmian Group kaabli AHXAMK-W12/20(24) kV kaabli tehnilised andmed (Lisa 1). Koostatud projektis on kasutatud kaableid järgnevalt:

- 3MW üle kandmiseks AHXAMK-W 20 kV 3x120 mm² kaablid
- 9MW üle kandmiseks AHXAMK-W 20 kV 3x240 mm².

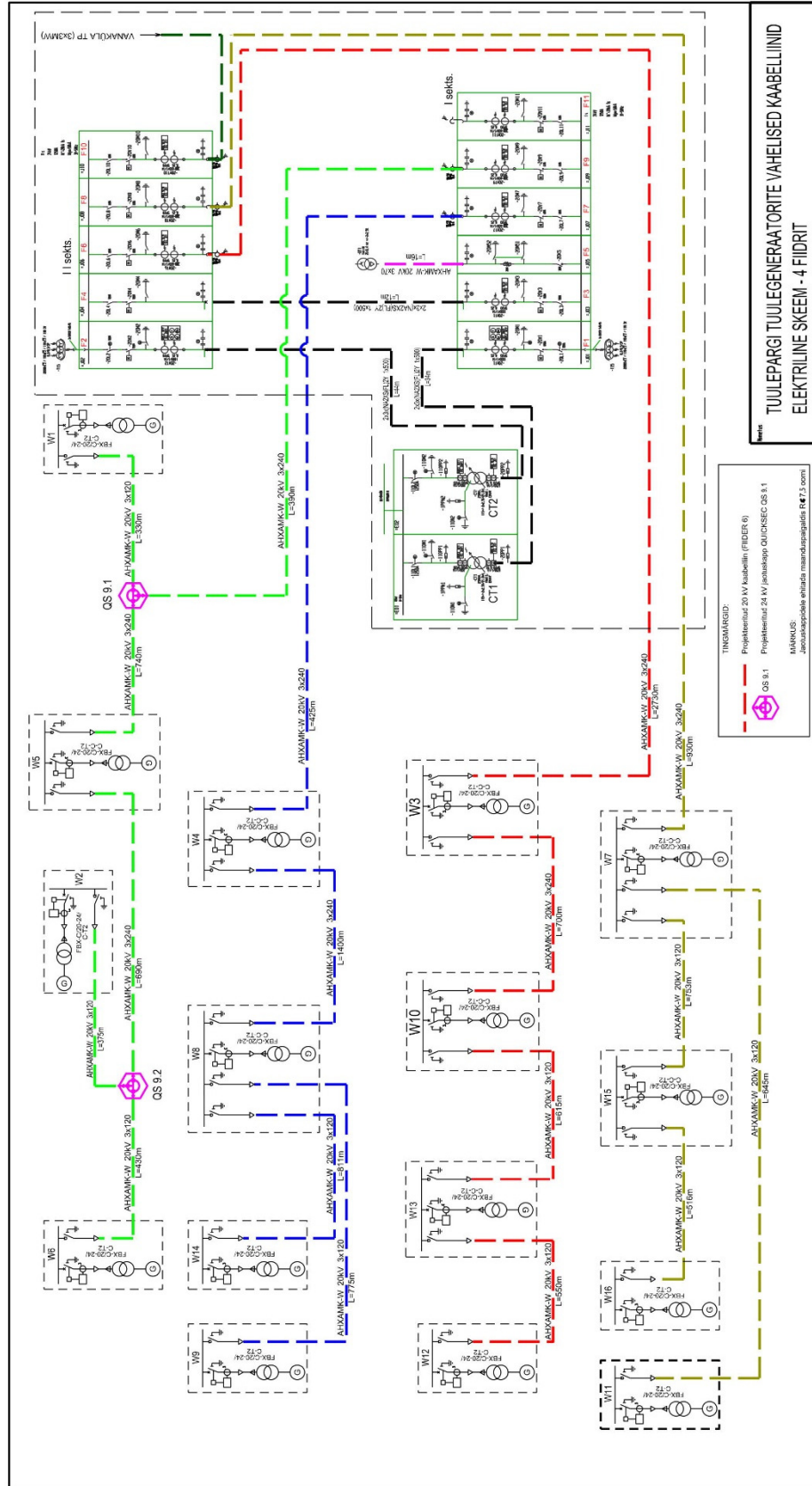
Kokkuvõtlikult on tulemused esitatu tabelis 3.2.

Tabel 3.2. kasutatud kaablitele lubatud ja tegelikud voolud.

	AHXAMK-W	AHXAMK-W	AHXAMK-W
Kaabli tüüp	3x120	3x240	3x240
Nimipinge	21,0 kV	21,0 kV	21,0 kV
Max lubatav koormusvool kaabli tootja andmetel	265,0 A	385,0 A	385,0 A
Max töötemp, maasse paigaldusel	65 °C	65 °C	65 °C
Max ülekantav võimsus	9,6 MW	14,0 MW	14,0 MW
Projektis kasutatud võimsused kaablil			
Vajalik ülekantav võimsus olemasolevas kaablivõrgus	3,0 MW	9,0 MW	12,0 MW
Tegelik maksimaalne koormusvool antud kaablis	82,5 A	247,4 A	329,9 A

Saadud tulemusi analüüsidest ja kaabli tootja andmetele tuginedes on võimalik kaablit AHXAMK-W 20 kV 3x120 mm² koormata enam kui ühe tuuliku võimsusega, maksimaalselt kuni kolme 3 MW tuulikut, milles maksimaalne vool oleks kokku 247,4 A. Kaablivõrgu alajaama poolses osas on kasutatud AHXAMK-W 20 kV 3x240 mm² kaableid, mille maksimaalne lubatav koormusvool on 385 A ning, mida on võimalik koormata maksimaalselt nelja tuuliku koormusega ning sel juhul oleks kaabli maksimaalne koormus 329,9 A.

Saadud tulemuste põhjal saab järeldada, et antud tuulepargi tuulikud, kasutades hetkel olemasolevaid kaablite ristlõikeid saab grupeerida selliselt, et ühe alajaama fiidri külge oleks ühendatud maksimaalselt neli tuulikut. Selline ringi grupeerimine annab kokkuvõidu kaablivõrgu materjalilt ehk materjali kogused vähenevad ning sellega koos ka väheneb ehitusmaht ning investeeringu suurus. Joonisel 3.4 on esitatud tuulepargi elektriline skeem peale kaablite ringi grupeerimist.



Joonis 3.4. Tuulepargi skeem peale ringi grupeerimist olemasolevate kaablitega, 4 fiidrit.

Kaablivõrgu ringi grupeerimine annab teatava materjalide ja ehituskulude kokkuhoiu. Väheneb kaablite maht ning samuti ka 110/20 kV alajaamas on 20 kV jaotlal vajalik 5 fiidri asemel 4 fiidrit, milles kogu kokkuhoid on märgatav.

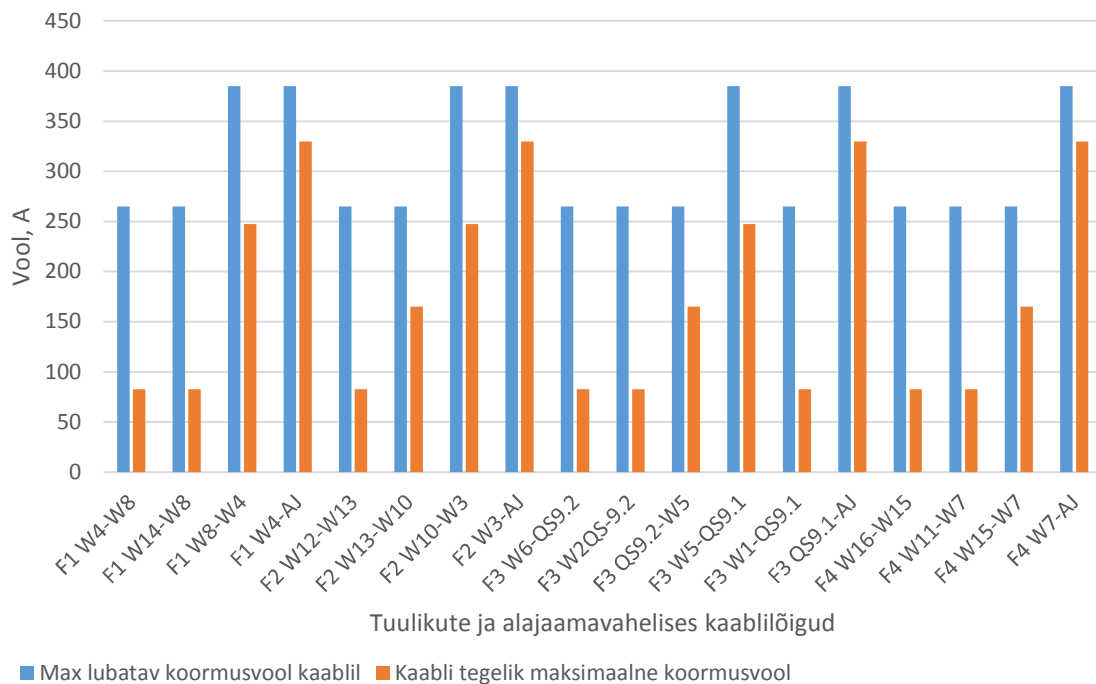
Järgnev mahutabel (tabel 3.3) näitab ringi grupeerimisel muutust kaablivõrgu mahtudes, tabelisse on lisatud ka 4 fiidriga minimaalsete ristlõigetega koostatud skeemi materjalide kogused.. Võrreldavad anded on materjalide kogused ning materjali hinnad, mis illustreerivad kaablivõrgu muutusega kaasnevat majanduslikku kasu või kahju optimeerimise toimet. Tabelis 3.3 tööde mahtude muutust pole arvestatud.

Tabel 3.3. Kaablivõrgu mahud ning muutus esialgsega

Nimetus	Mark/Tähis	Olemasolev skeem		Muudetud skeem, 4 fiidrit		4 fiidrit min ristlõiked	
		Materjali kogus	Materjali hind	Materjali kogus	Materjali hind	Materjali kogus	Materjali hind
Maakaabel 20kV	AHXAMK-W 3x95Al+35Cu	0	0	0	0	6490	81 774
Maakaabel 20kV	AHXAMK-W 3x120Al+35Cu	3 752	47 463	5679	71 839	2840	35 926
Maakaabel 20kV	AHXAMK-W 3x240Al+35Cu	11 019	184 568	7315	122 526	4050	67 838
Sidekaabel	FXOVDMU 2x4 SML + 2x4 GKL	12 746	14 021	9850	10 835	9850	10 835
Sõrmikotsamuhv, termokahanev, AHXAMK-W 3x240 AL kaablile	POLT- 24E/1XI-L12	66	6 752	42	4 297	24	2 455
Sõrmikotsamuhv, termokahanev, AHXAMK-W 3x120 AL kaablile	POLT- 24D/1XI-L12A	42	4 297	66	6 752	18	1 841
Sõrmikotsamuhv, termokahanev, AHXAMK-W 3x95 AL kaablile	POLT- 24D/1XO- L12A	0	0	0	0	66	10 692
Jootevaba maandusjuhtme ühenduskomplekt AHXAMK-W 3x120 ja 3x240 mm ² Al kaablile	SMOE 62589	36	1 620	30	1 350	30	1 350

Isoleeritud nurkliide AHXAMK-W 3x120 kaablile	RICS 5133	14	3 315	14	3 315	14	3 315
Isoleeritud nurkliide AHXAMK-W 3x240 kaablile	RICS 5143	22	4 965	16	3 611	16	3 611
Jätkumuhv termokahanev AHXAMK-W 3x120 ja 3x240 mm ² kaablile	POLT 24/1x120-240	60	7 860	48	6 288	48	6 288
Jaotuskapp 24kV	GEVEA "Quicksec"	2	4 400	2	4 400	2	4 400
Hind kokku			279 261 €		235 213 €		230 326 €

Joonisel 3.5 on esitatud ringi grupeeritud kaablitele lubatud maksimaalsed ja tuulepargi maksimaalse elektritootmise ajal tegelikud maksimaalsed koormusvoolude võrdlus. Tabelist 3.5 on näha, et võrreldes eelmise skeemi variandiga on fiidrite alajaama poolsed kaablid koormatud rohkem ja ühtlasemalt. Eelmises variandis (olemasolev lahendus) on kahe fiidri alajaama poolse osa kaablite koormus veidi üle 60 % kaablile lubatavast koormusest ning peale ringi grupeerimist maksimaalsel koormusel 85 % koormusest.



Graafik 3.5. 4 fiidri korral kaablite maksimaalselt lubatavad vs tegelikud voolud.

Mahutabelis kirjeldatud kaablivõrgu materjalide mahtude muutus näitab, et eelnevalt ümber grupeeritud kaablitega (nii esimese kui ka teise etappi ehitusel) oleks saanud ainult kaablivõrgu materjalidelt investeeringu mahu vähenemist suurusjärgus 44 000 €, millele lisandub ka tööde osas arvestatav kokkuhoid.

Antud tuulepargi kaablivõrgu skeemi alusel on võimalik säästa ka alajaama ehituskuludelt, sest eelneva viie 20 kV fiidri asemel on jaotlasse vajalik neli fiidrit, kus rahaline sääst on juba märgatavalt suurem, kuid antud töös alajaama osa ei käsitleta.

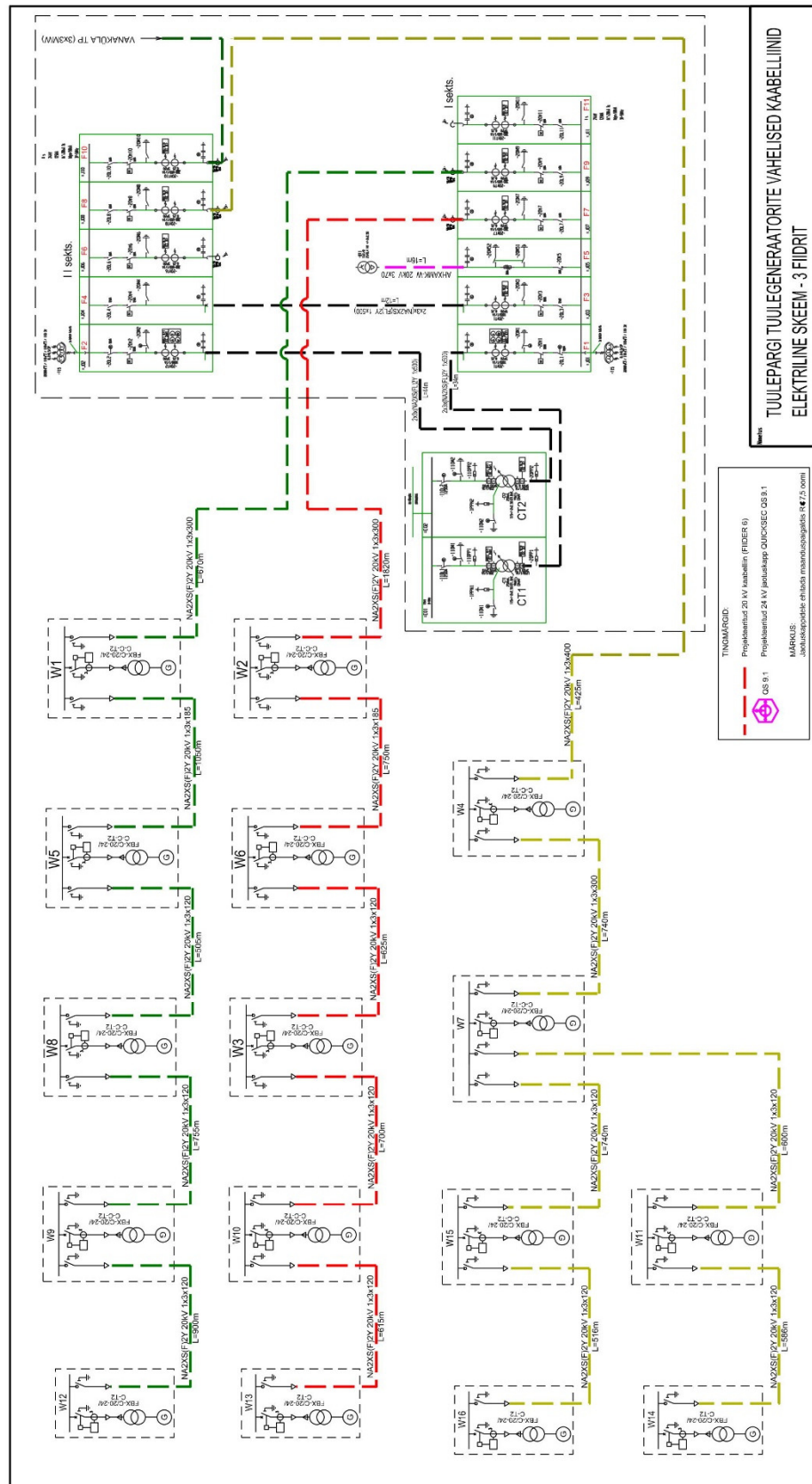
Tuulepargi olemasolevate kaablite ringi grupeerimisel pole arvestatud alajaama hetkelise lahendusega. Alajaamas oli tuulepargi ehituse ajal plaanitud paigaldada 2 x 30 MVA trafot ning kaks jaotlasüsteemi ning antud alajaamaga planeeriti liituma ka veel üks tulepark koguvõimsusega 9MW. Sellisel juhul ei ole võimalik alajaama kahte trafot võrdselt koormata ning ühe trafoga on liidetud rohkem kui 30MW. Elektriskeemidel on alajaama osa illustreeriva iseloomuga.

3.3 Tuulepargi kaablivõrgu ringi grupeerimine kasutades suuremaid ristlõikeid.

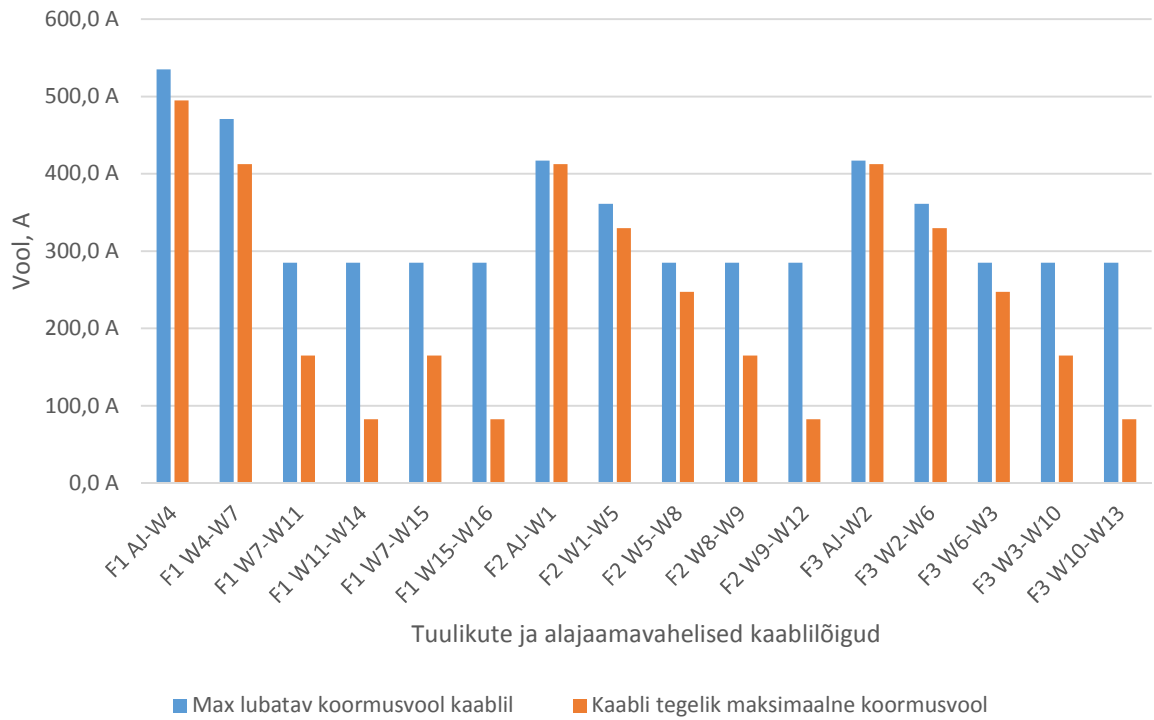
Tuulikute asendiplaani ja liitumispunkti (alajaama asukoht jäetakse samaks, ning olemasolevat süsteemi optimeerides seda ei muuda) asukohta arvestades on teostatud arvutused maksimaalse koormusvoolu järgi kasutades suuremaid kaablite ristlõikeid. Kaablite maksimaalsed lubatavad läbilaske võimsused on arvutatud valmiga 1.1, ning tuulikute poolt tulev maksimaalne vool nimivõimsusel valemiga 1.2. Arvutustes on kasutatud Prysmian Group kaablite AHXAMK-W 12/20 (24) kV [Lisa 1] ja NA2XS(F)2Y 12/20 (24) kV [Lisa 2] tehnilisi andmeid.

Arvutus tulemused on esitatud kolme erineva skeemi variandi korral, esimene juba eelnevalt leitud skeem (joonis 3.4), mis on arvutatud ringi kasutades suuremaid ristlõikeid ning minimaalseid ristlõikeid. Teisel juhul kogu tuulepargi kaablite grupeerimine kolme fiidriga ning seejärel kahe fiidriga, näidatud on ka kaablite mahutabelid koos materjalide hindadega. Saadud ringi grupeerimise tulemusena on 3 fiidriga süsteemi elektriskeem esitatud joonisel 3.6 ning selles skeemis kaablitele lubatud ja tegelikke maksimaalsete voolude erinevused joonisel 3.7. elektriskeem. Elektriskeemi lahendus 2 fiidri korral on esitatud joonisel 3.9 ning kaablitele lubatud ja tegelike voolude erinevused joonisel 3.8. Joonisel 3.10 on esitatud nelja fiidriga

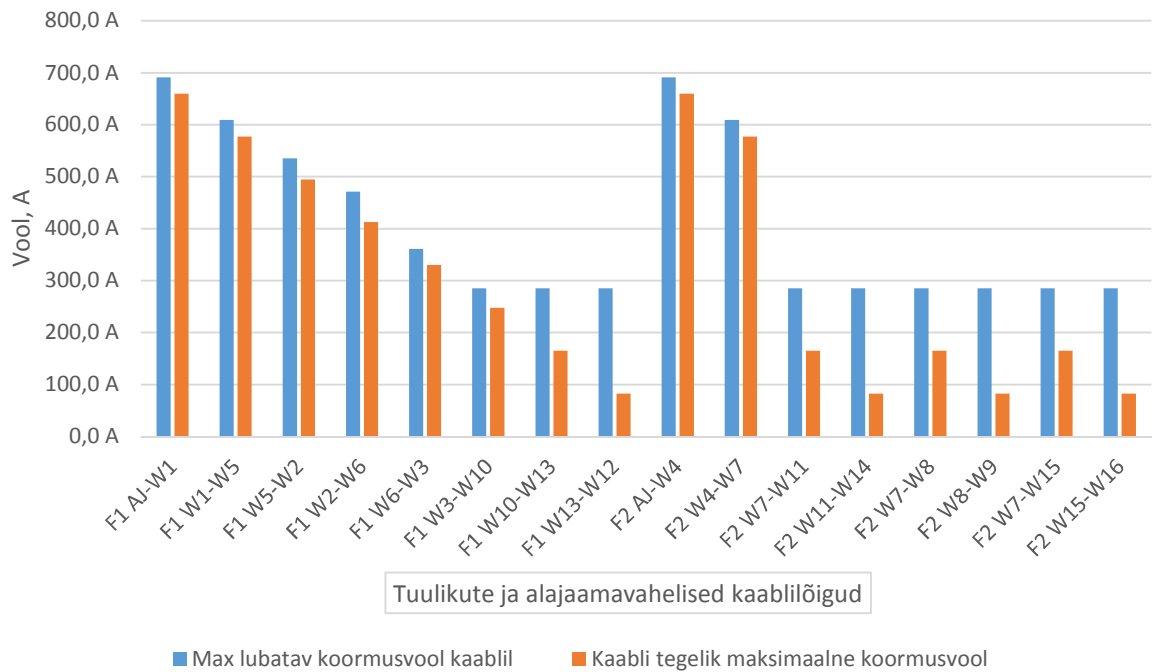
skeemi korral suuremate ristlõigete kasutamisel kaablitele lubatud ja tegelikke voolude erinevused ning 3.11 minimaalsete ristlõigetega lubatud ja tegelikke voolude suhe.



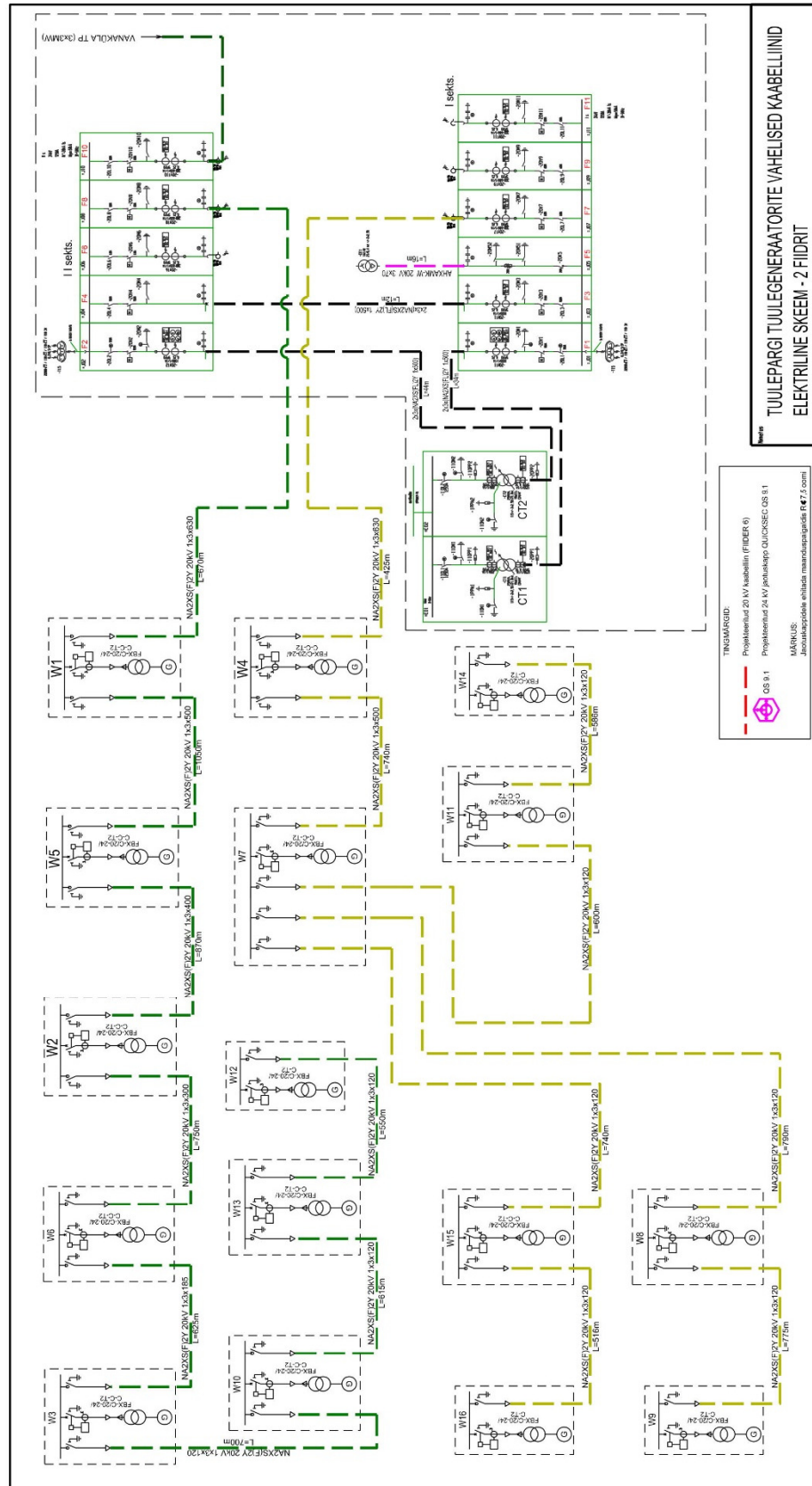
Joonis 3.6. Tuulepargi skeem kolme fiidriga.



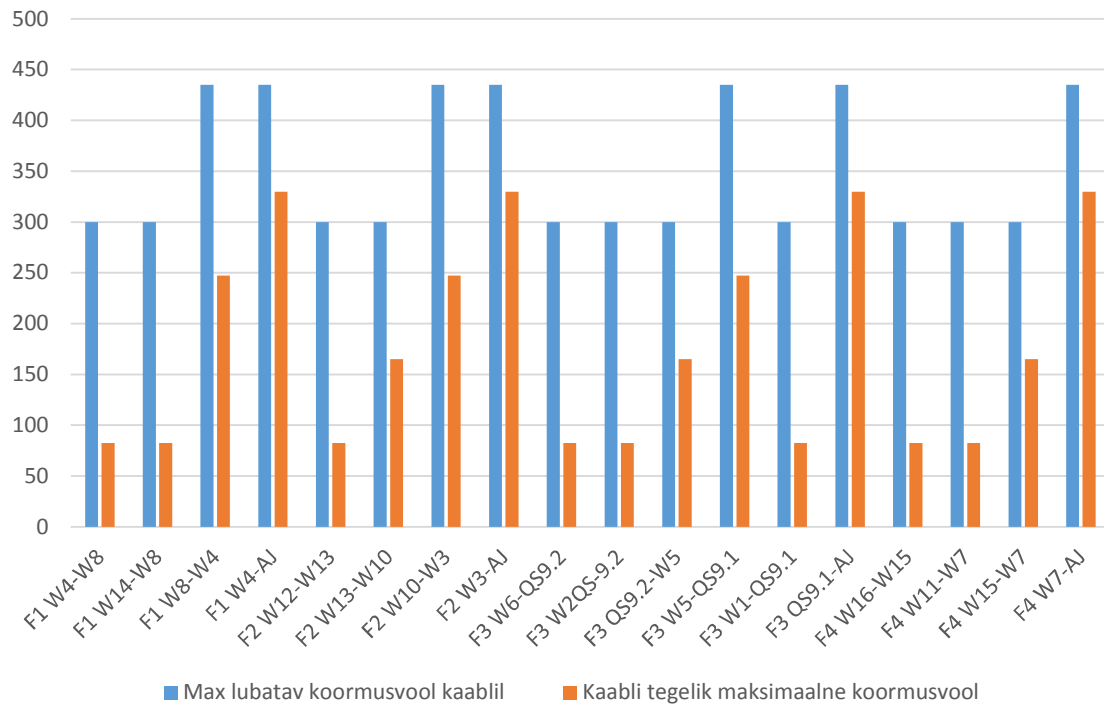
Joonis 3.7. kolme fiidri korral kaablite lubatud vs tegelikud voolud



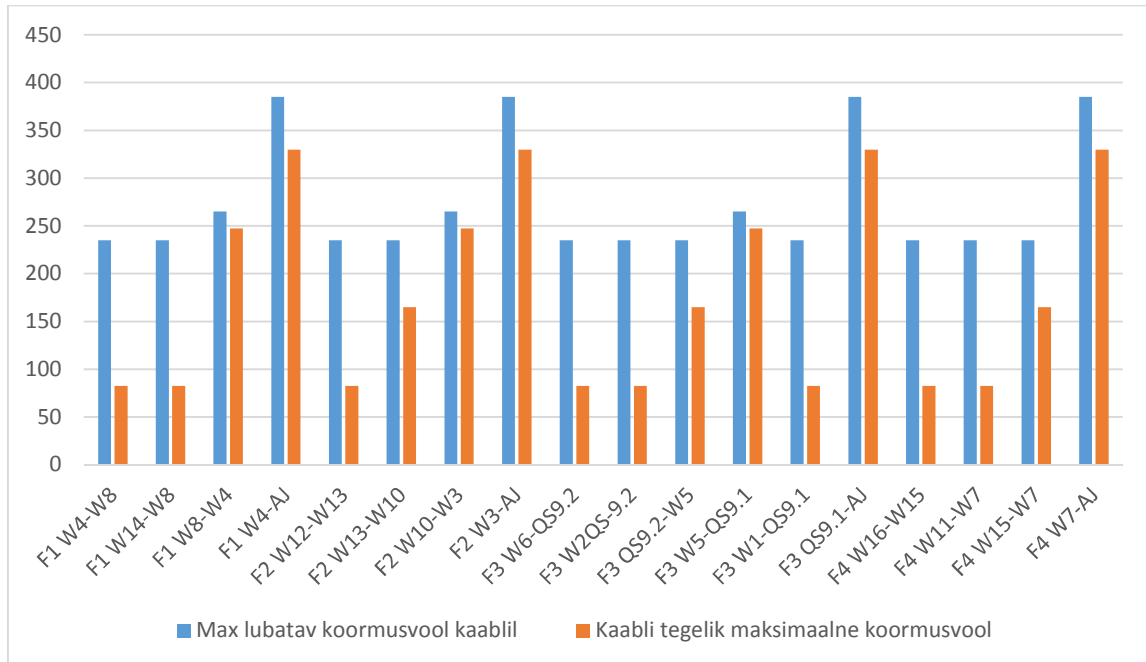
Joonis 3.8. kahe fiidri korral kaablitele lubatud vs tegelikud voolud.



Joonis 3.9. Tuulepargi skeem kahe fiidriga



Joonis 3.10. Nelja fiidri korral ja suuremad ristlõigetega skeemil kaablitele lubatud ja tegelikud voolud.



Joonis 3.11. Nelja fiidri korral ja minimaalsete ristlõigetega skeemil kaablitele lubatud ja tegelikud voolud.

Skeemide võrdlemiseks ning parema variandi üle otsustamiseks koostan materjalide nimekirja koos koguste ning ka hindadega viimase kolme skeemi variandi põhjal ning võrdlen neid, et leida soodsaim lahendus kaablivõrgule materjali maksumusi arvestades. Materjalide kogused ja hinnad iseloomustamaks viimaseid skeeme on esitatud tabelis 3.4.

Tabel 3.4. Materjali kogused ja hinnad kahe, kolme ja nelja (suuremad ristlõiked) fiidriga skeemi variandi jaoks.

Nimetus	Mark/Tähis	Skeem 4 fiidrit suuremad ristlõiked		Skeem 3 fiidrit		Skeem 2 fiidrit	
		Materjali kogus	Materjali hind	Materjali kogus	Materjali hind	Materjali kogus	Materjali hind
Maakaabel 20kV	NA2XS(F)2Y 1x3x630mm ²	0	0	0	0	1065	44 411
Maakaabel 20kV	NA2XS(F)2Y 1x3x500mm ²	0	0	0	0	1790	65 335
Maakaabel 20kV	NA2XS(F)2Y 1x3x400mm ²	0	0	395	11 850	870	26 100
Maakaabel 20kV	NA2XS(F)2Y 1x3x300mm ²	0	0	2 490	64 989	750	19 575
Maakaabel 20kV	NA2XS(F)2Y 1x3x185mm ²	0	0	1 800	36 720	625	12 750
Maakaabel 20kV	NA2XS(F)2Y 1x3x120mm ²	0	0	6 565	116 201	5872	103 934
Maakaabel 20kV	AHXAMK-W 3x150 mm ² Al+35 mm ² Cu	5679	75 815	0	0	0	0
Maakaabel 20kV	AHXAMK-W 3x300 mm ² Al+35 mm ² Cu	7315	136 791	0	0	0	0
Sidekaabel	FXOVDMU 2x4 SML + 2x4 GKL	9850	10 835	11 250	12 375	10 972	12 069
Sõrmikotsamuhv, termokahanev, NA2XS(F)2Y 1x630mm ² AL kaablile	POLT-24F/1XI- L20A	0	0	12	2 582	0	0
Sõrmikotsamuhv, termokahanev, NA2XS(F)2Y 1x500mm ² AL kaablile	POLT-24F/1XI- L20A	0	0	12	2 582	0	0

Sõrmikotsamuhv, termokahanev, NA2XS(F)2Y 1x400mm ² AL kaablile	POLT-24E/1XI-L12	0	0	6	883	6	883
Sõrmikotsamuhv, termokahanev, NA2XS(F)2Y 1x300mm ² AL kaablile	POLT-24E/1XI-L12	0	0	6	883	18	2 650
Sõrmikotsamuhv, termokahanev, NA2XS(F)2Y 1x185mm ² AL kaablile	POLT-24E/1XI-L12	0	0	6	883	12	1 766
Sõrmikotsamuhv, termokahanev, NA2XS(F)2Y 1x120mm ² AL kaablile	POLT-24D/1XI-L16A	0	0	54	5 775	60	6 417
Isoleeritud nurkliide NA2XS(F)2Y 1x630mm ² kaablile	RICS 5953	0	0	4	3 026	0	0
Isoleeritud nurkliide NA2XS(F)2Y 1x500mm ² kaablile	RICS 5952	0	0	4	3 026	0	0
Isoleeritud nurkliide NA2XS(F)2Y 1x400mm ² kaablile	RICS 5952	0	0	2	1 513	2	1 513
Isoleeritud nurkliide NA2XS(F)2Y 1x120-300mm ² kaablile	RICS5143	0	0	22	5 401	30	7 365
Sõrmikotsamuhv, termokahanev, AHXAMK-W 3x300 AL kaablile	POLT-24E/1XI-L16	42	6 200	0	0	0	0
Sõrmikotsamuhv, termokahanev, AHXAMK-W 3x150 AL kaablile	POLT-24E/1XI-L12	66	9 743	0	0	0	0
Jootevaba maandusjuhtme ühenduskomplekt AHXAMK-W 3x150 ja 3x300 mm ² Al kaablile	SMOE 62872	36	1 620	0	0	0	0
Isoleeritud nurkliide AHXAMK-W 3x300mm ² kaablile	RICS 5143	14	3 437	0	0	0	0
Isoleeritud nurkliide AHXAMK-W 3x1500mm ² kaablile	RICS 5143	22	5 401	0	0	0	0
Jätkumuhvid	POLJ-24/1Xi150-300	60	10 901	9	1 635	9	1 635
Kaablijaotuskapp	GEVEA "Quicksec"	2	4 400	0	0	0	0
	Hind kokku		265 142 €		270 324 €		306 403 €

Saadud tulemuste põhjal on küll ringi grupeerimisel ja vähemate fiidrite kasutamisel kaablite mahud vähenenud, kuid kaablivõrgu kogumaksumused hoopiski suurenenud. Selle peamiseks põhjuseks on asjaolu, et kaablite hind suureneb oluliselt ristlõike suurenemisel ning hind alati ei vähene ristlõike vähenemisel. Taoline korratus on põhjustatud asjaolust, et standardsed ristlõiked (või ka laialdasemalt kasutuses olevad kaablite ristlõiked) on üldjoontes soodsamad kui vähem levinud ristlõiked. Näiteks on antud töös saadud kaablite hinnad AHXAMK-W 3x95 ja AHXAMK-W 3x120 sarnase hinnaga, sest 120mm² ristlõikega kaabel on laialdasemalt kasutusel. Sarnane olukord on ka AHXAMK-W tüüpi kaablil suurema ristlõigetega kui 240

mm². Käesolevas töös teine arvutustel kasutusel oleva kaabli tüüp NA2XS(F)2Y tüüpi kaabel on üldjoontes juba eraldi tellimusega ning kaabli jooksva meetri hind kasvab kiiremini kui kaabli ristlõige ning kaablitehased esitavad pakkumusi juba omapoolsete minimaalsete kogustega.

3.4 Lühisvoolule vastavuse kontroll

Eelnevalt leitud koormusvoolude järgi valitud kaablite ristlõigete sobivust kontrolliti veel lühisvoolu taluvuse järgi. Selleks leiti kõigepealt maksimaalse kolmefaasiline lühisvool kekspinge kaabelliini alguses, ehk alajaama jaotla lattidel. Selleks tuleb arvutati kõigepealt süsteemi lühisvõimsus (valem 3.1), süsteemi takistus (valem 3.2) ning trafo takistus (valem 3.3) [8]. Maksimaalse lühivoolu arvutamisel tuleb arvesse võtta ka elektrituuliku mõju. Elektrituuliku generaator on võrguga ühenduses läbi inverteeri mille jõuelektronikaga on piiratud tema mõju lühisvoolule. Tuulikute andmetest on selgunud, et maksimaalseks vooluks, mida tuulik lühise korral suudab toota on 1,2 – 1,5 kordne nimivool. Selleks, et mitte alahinnata elektrituuliku mõju lühisele, kasutatakse antud töös väärtusi mis on 1,5 kordsed nimivoolu väärtused. Elektrituulikud peavad võrgueeskirja kohaselt lühise korral püsima töös vähemalt 0,37s [10].

$$S_{k110} = \hat{I}_{k110} * U_{n110} * \sqrt{3} \quad (3.1)$$

Kus,

S_{k110} – 110 kV poolel lühisvõimsus MVA

\hat{I}_{k110} – võrgu valdaja poolt väljastatud 110kV elektrivõrgu maksimaalne kolmefaasiline lühisvool kA

U_{n110} – 110kV elektrivõrgu nimipinge kV

Maksimaalseks lühisvoolu tugevuseks on arvutustes kasutatud 10kA (110 kV võrgus), antud suurus on saadud võrguettevõtte poolt esitatud dokumentides, mis on saadud enne tuulepargi alajaama ehitust seadmete valiku tegemiseks [9]. Pinge tegur c võetakse standardi EVS-EN 60909-0:2002 tabelist 1 [8]. Teades tegurit c saab leida 20kV elektrisüsteemi ja trafo ülemineku takistuse. Elektrisüsteemi takistus 20kV nimipingel leitakse valemiga 3.2. [8].

$$Z_{21} = \frac{c U_{n21}}{I_{ka} \sqrt{3}} \quad (3.2)$$

Kus,

U_{n21} – 110kV elektrivõrgu nimipinge kV

c - pinge tegur

I_{ka} – võrgu valdaja poolt väljastatud 110kV elektrivõrgu maksimaalne kolmefaasiline lühisvool kA

Trafo primaarpinge ja sekundaarpinge üleminekutakistuse leitakse valemiga 3.3. [8].

$$Z_{trafo} = \frac{u_k}{100\%} * \frac{U_n^2}{S_n} \quad (3.3)$$

Kus,

U_k – trafo lühispinge %

U_n – 110kV trafo nimipinge kV

S_n – trafo näivvõimsus MVA

Lühisvõimsus 21 kV poolel leitakse valemiga 3.4.

$$S_{k21} = \frac{c U_{n21}}{(Z_{21} + Z_{trafo})} \quad (3.4)$$

Kus,

S_{k21} – 21kV poole lühisvõimsus MVA

Z_{21} – 21 kV süsteemi takistu Ω

Z_{trafo} – trafo takistus Ω

Lühisvool 21 kv poolel leitakse valemiga 3.5.

$$I_{k21} = \frac{S_{k21}}{U_{n21} * \sqrt{3}} \quad (3.5)$$

Juhul kui arvutatud lühisvoolu väärtused on suuremad, kui valitud kaablite andmelehel [Lisa 1] saadud väärtused tuleb kaablite ristlõiget suurendada, et oleks tagatud kaablite vastupidavus lühisvooludele. Tabelis 3.5 on arvutatud lühisvoolu väärtused ning väiksematele kasutatud kaabli ristlõigetele lubatud lühisvoolu väärtused. Kuna suuremate ristlõigete puhul on ka

lühisvoolu väärtused suuremad siis neid antud tabelis eraldi välja pole toodud, vaid need on võimalik leida töö lisas olevatest andmelehtedelt [lisa 1 ja lisa 2].

Tabel 3.5. Arvutatud ja kaablitele lubatud lühisvoolud.

Kaabli mark Lühisvool	AHXAMK-W 20kV 3x95Al+35Cu	AHXAMK- W 20kV 3x70Al+35Cu	NA2XS(F)2Y 20kV 1x95/16mm ²	NA2XS(F)2Y 20kV 1x70/16mm ²
Arvutatud \hat{I}_{ka} (kA / 1sek)	7,9	7,9	7,9	7,9
Kaabli andmelehelt I_{kmax} (kA / 1sek)	8,9	6,6	8,93	6,58

Saadud tulemuste põhjal saab järeldada, et valitud kaablid vastavad antud kaablivõrgus maksimaalsele võimalikule lühisvoolu väärtustele ning on sobilikud. Sobilikuks kaabli ristlõikeks osutub ka 95 mm², mille lühisvoolu taluvus on suurem kui arvutatud maksimaalne lühisvool 21 kV poolel. 95 mm² kaabli ristlõike kasutamise otstarbekuse üle tehakse otsus järgnevas peatükis, kus arvutatakse välja kaablivõrgu aktiivkaod ning kaablivõrkude hind erinevate skeemide korral.

3.5 Projekteeritud ja leitud skeemides kaablivõrgu võimsuskao leidmine

Võimsuskao kaablites tekivad mitmel põhjusel:

- Võimsuskao juhised – põhjuseks vool mis läbib juhti ning juhi takistus tõttu tekib soojus.
- Dielektriline kadu – tekib kaabli isolatsiooni läbivast pingest
- Kaod kaabli kestad – põhjuseks kaabli kestad tekkivad voolud
- Kaabli ekraan – kaod tekivad pöörivooludest kaabli kesta ja teiste faaside mõjul

Dielektriline kadu sõltub pingest, ülejäänud liigid sõltuvad voolust. Kogu kaabli kadude arvutamine on võrdlemisi keeruline ja töömahukas protsess ning antud lõputöös on tehtud lihtsustus ning arvatud välja ainult kaablite aktiivkaod. Teisi kadusid kaablites ei arvestata, sest need mõjutavad tulemust mõne protsendi ulatuses. Kaablite kadude arvutamise meetodikat on kirjeldatud standardis IEC 60287.

Järgnevalt on töös esitatud kaablites tekkivad aktiivvõimsuskadud maksimaalse tuulepargi toodangu korral. Kuna aktiivkadu sõltub voolust ning tuulepargi tootmine on pulseeriv ning ajas erinev siis saadud tulemustega saan hinnata ainult maksimaalseid kadusid antud kaablivõrkude konfiguratsioonide korral. Aktiivkadu sõltub otseselt kaablit läbivast voolust. Aktiivkaod arvutan valmiga 3.6 ja 3.7.

$$P_c = I^2 R_c \quad (3.6)$$

Kus,

P_c – Aktiivkadu (W)

I – Kaablit läbiv vool (A)

R_c – Soone takistus töötemperatuuril (Ω)

Arvestades et kaabli aktiivtakistus muutub kaabli temperatuuri muutudes, tuleb aktiivtakistus leida kaabli lubatud töötemperatuuril. Soone takistus töötemperatuuril avaldub valmiga 1.7. Kaabli maksimum temperatuuriks arvestan 65°C [22]

$$R_c = [1 + \alpha (\theta_e - 20^\circ\text{C})] R_{20} \quad (3.7)$$

Kus,

R_c – kaabli aktiivtakistus soovitud töötemperatuuril (Ω/km)

R_{20} – kaabli etteantud aktiivtakistus 20°C juures (Ω/km)

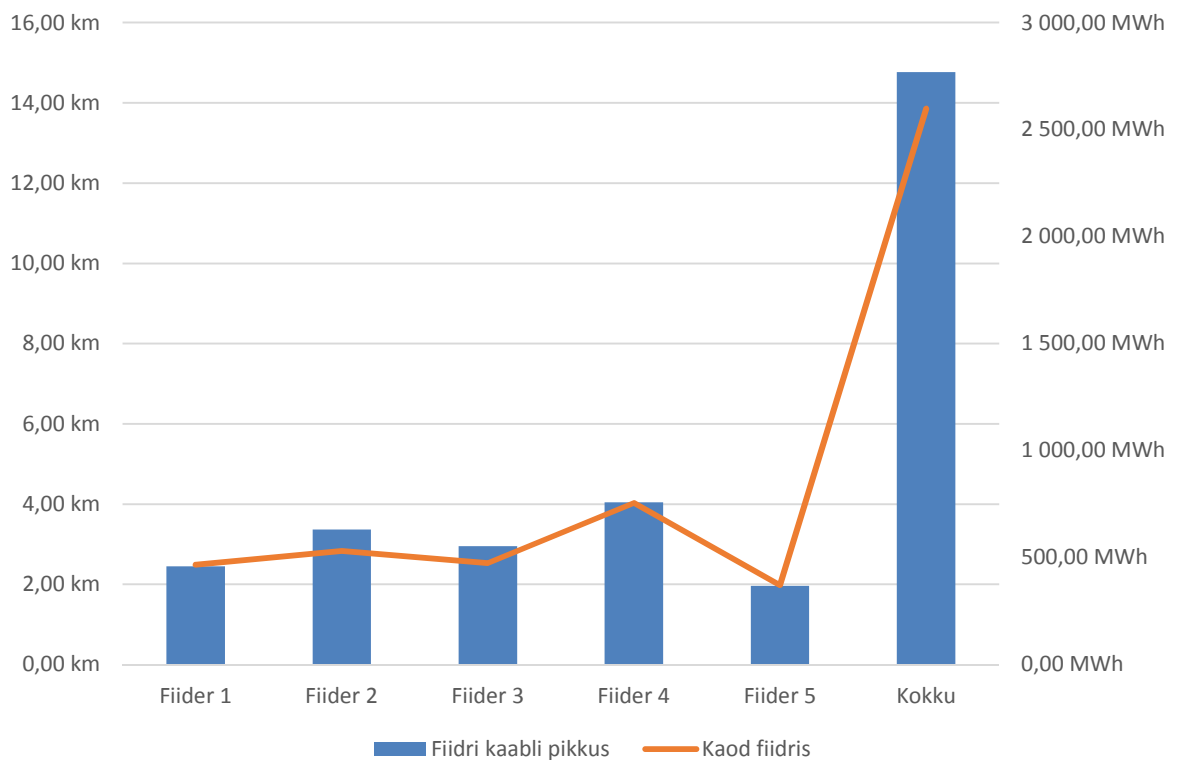
θ_e – Kaabli töötemperatuur ($^\circ\text{C}$)

α – tegur vase, alumiiniumi ja alumiiniumisulamite korral. (nendel sulamitel kasutatakse α väärtust 0,00403) [8].

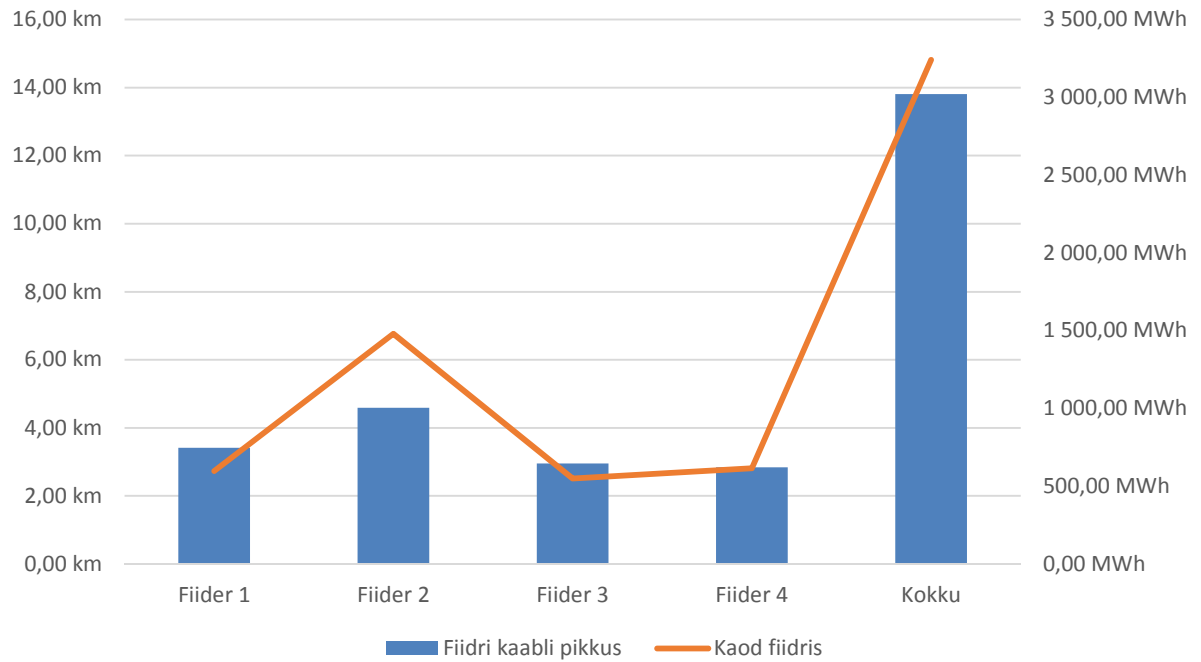
Eelpool kirjeldatud valmid 3.6 ja 3.7 kehtivad ühe kaabli korral. Saadud valemid iseloomustavad ühes kaablisoones ehk ühe faasis tekkivat kadu, kogu kadude hindamiseks tuleb saadud väärtused korrutada kolmega.

Arvutatud kadude väärtusi iseloomustavad järgmised graafikud, kus fiidri kaupa graafikutel näidatud kaablivõrgu pikkus ning sellest fiidrist tekkiv maksimaalne kadu maksimaalsel soone temperatuuril.

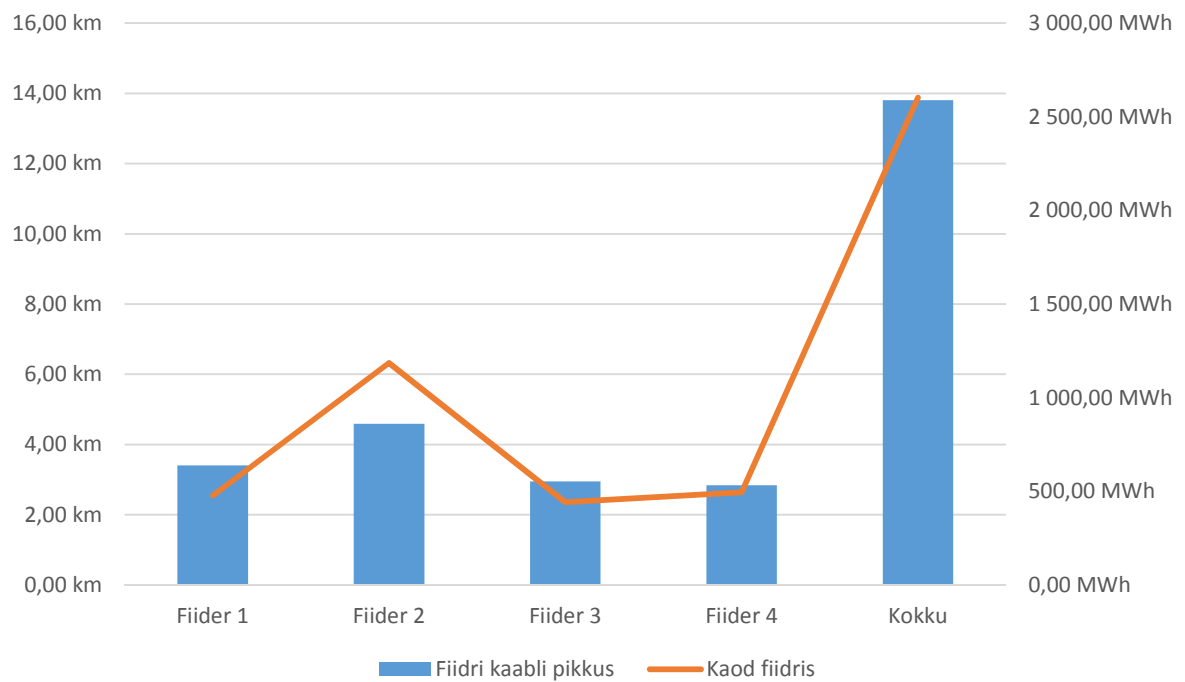
- Joonis 3.12 olemasoleval lahendusel ning alajaamaga ühenduses viis fiidrit
- Joonis 3.13 olemasolevate kaabliristlõigetega ringi grupeeritud kaablivõrk, alajaamaga ühenduses neli fiidrit
- Joonis 3.14 Nelja fiidriga kaablivõrk kasutades suuremaid ristlõikeid
- Joonis 3.15. Nelja fiidriga kaablivõrk kasutades minimaalseid ristlõikeid
- Joonis 3.16 Kolme fiidriga kaablivõrk
- Joonis 3.17 Kahe fiidriga kaablivõrk



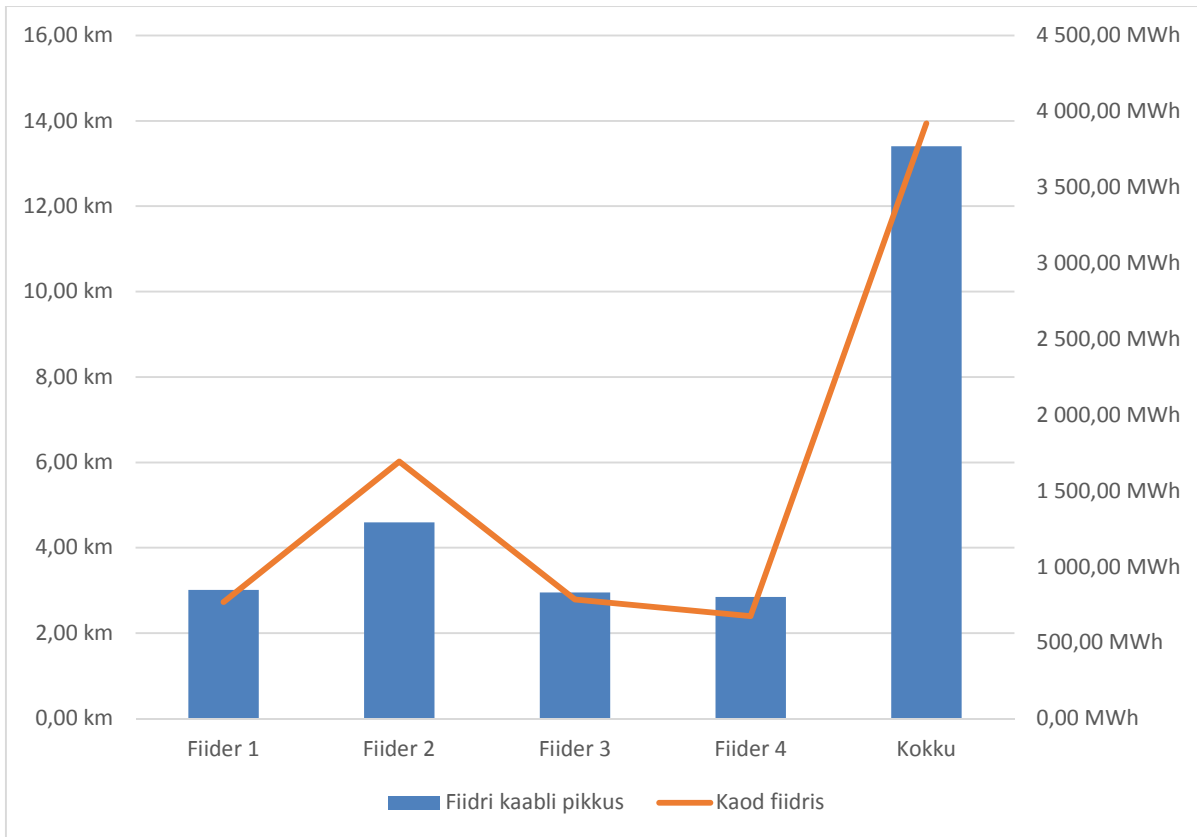
Joonis 3.12. Esialgse skeemi kaablite pikkused ja kaod. viis fiidrit.



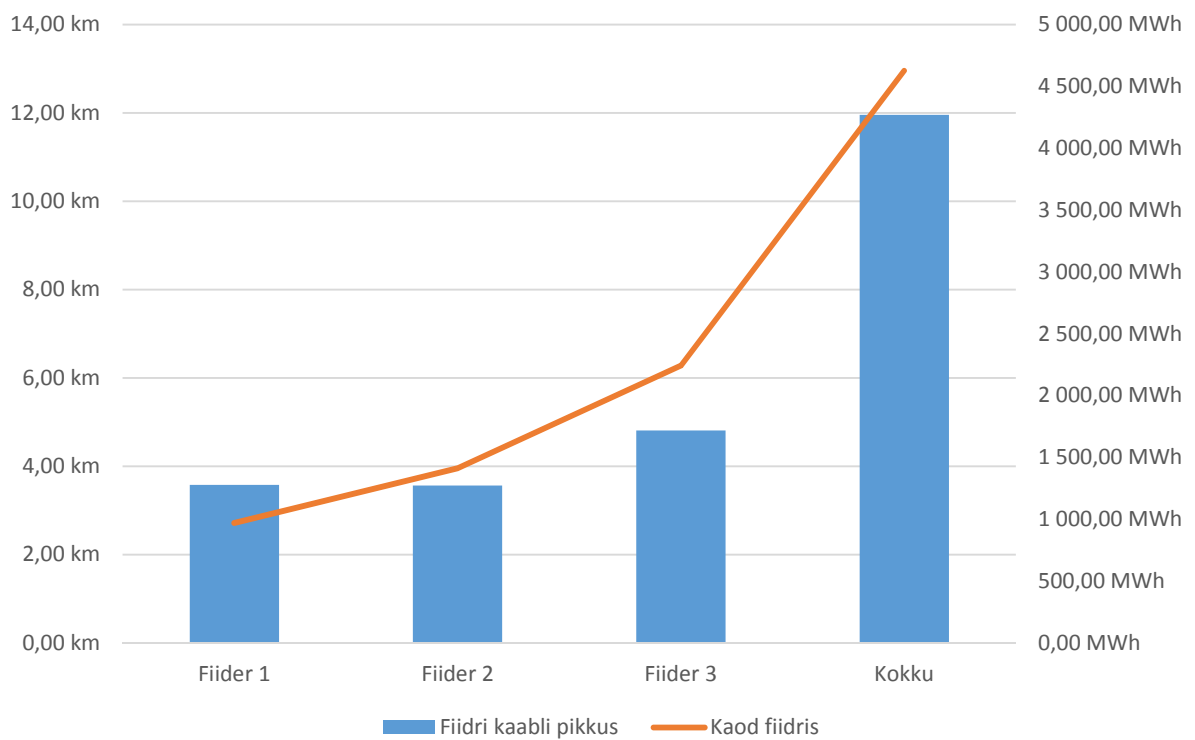
Joonis 3.13. Olemasolevate kaablistlõigetega ringi grupeeritud kaablivõrk, neli fiidrit



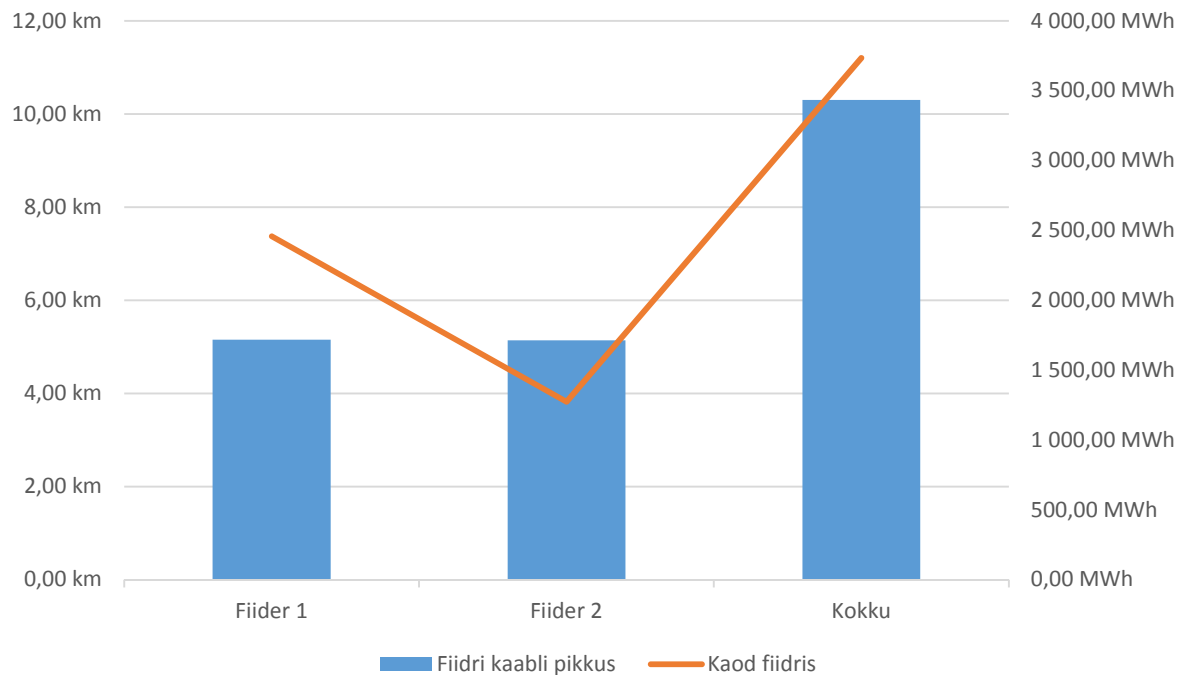
Joonis 3.14. Nelja fiidriga kaablivõrk kasutades suuremaid ristlõikeid.



Joonis 3.15. Nelja fiidriga kaablivõrk kasutades minimaalseid ristlõikeid.



Joonis 3.16. Kolme fiidriga kaablivõrk



Joonis 3.17. Kahe fiidriga kaablivõrk

Töös kirjeldatud tuulepargi eeldatav aastane toodang on 85GWh [14] ning olemasoleva süsteemi maksimaalsed aktiivkaod kokku ühes aastas ~2,2GWh mis moodustab ~2,6% kogu tuulepargi aasta toodangust, millest järeldub, et optimeerimine kadude osas on kindlasti töö, mida tuleks tuuleparke planeerides teha. Kasutades suuremaid ristlõikeid saab aktiivkadu vähendada, kuid samas maksavad suuremad kaablite ristlõiked oluliselt rohkem, tehes investeringu kallimaks ning tasuvusaja pikemaks, mis koguni võib jõuda investeerimisotsusest loobumiseni. Võttes aluseks Nordpool Spot 2015 aasta keskmise energia hinna Eesti piirkonnale, milleks oli 31,08 €/MWh [21] saame aastaseks maksimaalseks aktiivkado hinnaks ~80 500 €.

Kaod on leitud maksimaalsele koormusel ning iseloomustavad tuulepargis tekkivaid maksimaalseid kadusid, mis aga investeringu kogumaksumuse hindamiseks pole päris õige lähenemine. Teadaolevalt töötavad tuulikud suurema osa ajast alakoormusel ja suurem osa energiast toodetakse enamasti lühiajalise tugeva tuule korral, mil võimsus on maksimaalse lähedane. Energiakaod kaablites sõltuvad aga kaablit läbivast voolu ruudust. Ehk lihtsustatult võib hinnata, et kui vool väheneb maksimaalsest voolust kaks korda vähenevad kaod ligikaudu neli korda, ning sellest lähtuvalt hinnatakse antud töös tuulepargi reaalsed kadudeks 25 % maksimaalsetest kadudest, mille alusel on ka tehtud järeldused kõige mõistlikuma kaablivõrgu

valikul. Tuuleparkide kasuteguriks loetakse üldjuhul samuti 25 % (heade tuuleoludega asukohtade puhul võib see ulatuda 35 - 40 %-ni) [24], millest lähtuvalt võiks teha ka üldistuse, et tuuleelektrijaama kaablivõrgus tekivad kaod on tegelikkuses maksimaalsetest kadudest 25-30%. Kuna reaalsed tootmisandmed puuduvad siis ei saa ka täpsemalt tekkivaid kadusid hinnata, kuid kasuteguriga kadude suurust arvestades võiks olla piisav, et hinnata reaalseid kadusid ning nende rahalist mõju tuulepargi eluea jooksul.

Tuulepargi ehitusel on tema juures kõige olulisem faktor temast saadav tulu, mida siis kõrvutatakse investeeringu väärtusega, et teada saada, kui pikk on tuulepargi tasuvusaeg. Töös arvatud erinevate kaablivõrgu konfiguratsioonide ja neis tekkivate kadude kohta on koostatud kokkuvõttev võrdlus tabel 3.6. Tabel 3.6 iseloomustab vastava skeemi kaablivõrgu materjalide investeeringu väärtust võrreldes antud konfiguratsioonil tekkivate kadudega. Kuna kaod tekkivad igal aastal ning tuulepargi elueaks loetakse tavaliselt 20 aastat siis on tabelis esitatud ka 20 aasta kadude summa. Selle alusel saab hinnatakse, milline skeemi variant oleks töös kirjeldatud tuulepargile kõige optimaalsem ehk majanduslikult kõige mõistlikum.

Tabel 3.6. Kaablivõrkude võrdlustabel

	Fiidrite arv skeemil					
	2	3	4 Väiksed ristlõiked	4 (suuremad ristlõiked)	4	5 (olemasolev)
Kaablivõrgu kogupikkus, km	10,30	11,95	13,81	13,81	13,81	14,77
Maksimaalsed kaod, MWh	3 732,24	4 626,13	3 919,40	2 602,95	3 241,64	2 597,96
Kaod 25 % maksimaalsetest kadudest, MWh	933,06	1 156,53	979,85	650,74	810,41	649,49
Kadude maksumus (25 % maksimaalsest), €	28 999,52	35 945,03	30 453,73	20 224,90	25 187,56	20 186,19
Kadude maksumus 20 aastat, €	579 990,30	718 900,57	609 074,52	404 498,08	503 751,29	403 723,70
Kaablivõrgu materjali maksumus, €	306 403,00	270 324,00	230 326,00	265 142,00	235 213,00	279 261,00
Kaablivõrgu ja 20 aasta kaoenergia maksumus, €	886 393,30	989 224,57	839 400,52	669 640,08	738 964,29	682 984,70

4. Järeldus

Töös arvatud erinevate kaablivõrgu konfiguratsioonide korral ning töö tulemusi kokkuvõtlikult esitavas tabelis 3.6 on näha, et kaablivõrgu kogu pikkus väheneb fiidrite arvu vähendamisel. Kõige suurema (5) ja väiksema (2) fiidrite arvuga kaablivõrgu konfiguratsiooni korral on kaablite kogupikkuse erinevus üle 30 % väiksema fiidrite arvuga skeemi kasuks. Samas on kahe fiidriga skeemi kaablite materjalide investeeringu väärtus suurenenud 12%, mille peamiseks põhjuseks on asjaolu, väiksema fiidrite arvuga skeemil pidi kasutama väga suurte ristlõigetega kaableid, mille hind suureneb hüppeliselt mitte proportsionaalselt kaabli ristlõike tõusuga.

Fiidrite vähendamisega ning kaabli ristlõigete suurendamise tulemusel on ka kaablite maksimaalne läbilaskevõime ja reaalse maksimaalse voolu suhe parem (joonis 3.5, 3.7, 3.8, 3.11) ehk kaablid ei paista üle dimensioneerituna ning vastavad maksimaalsele koormusvoolule. Paljude erinevate ristlõigete kasutamine toob kaas kaablivõrgu materjalide maksumuse suurenemise, sest kasutades erinevates lõikudes erinevaid kaableid tulevad erinevate ristlõigetega kaablite kogused väiksemad kui kaablitehaste minimaalsed kogused erineva ristlõike tootmisel. Sellisel juhul tuleb kaablid tellida väga pika aega ette või maksta oluliselt rohkem kaabli meetri eest. Näiteks antud töös 2 fiidri korral leitud 300 mm² kaabli kogus on 3x750 m ning 400 mm² kaablil 3x870 m, ning kaablitehased on pakkunud minimaalset kogust 3-5 km. Sellele tuginedes pole paljude ristlõigete kasutamine kaablivõrgus otstarbeks, ning võimalusel tuleks kasutada laialt levinud kaablite ristlõikeid, sest nende soetusmaksumus on madalam ning kaablitarvikud üldjoontes laokaubana kätte saadavad. 2 fiidri korral on kaablivõrgu materjali maksumus kõige suurem ning 3 fiidriga skeemil on see samas suurusjärgus tänase olukorraga. Materjali hinna seisukohalt osutub kõige optimaalsemaks lahenduseks 4 fiidriga skeem, milles on kasutusel samad kaablite ristlõiked, mis olemasoleval lahendusel. Nelja fiidriga skeemi korral on töös välja arvatud kaablivõrgu maksumus minimaalseid lubatud ristlõikeid kasutades. See variant on toodud töös illustreerimaks olukorda, kus väiksemad ristlõiked ei ole alati soodsama hinnaga. Tabelis 3.6 on 4 fiidri korral Analüüsid erinevate leitud kaablivõrgu konfiguratsioonide korral kadusid, kujuneb välja seos, et kadude suurus sõltub sellest, kuidas on kaablid fiidri ühendatud. Seal, kus tuulikud on ühendatud ühe pika jadana kaablivõrku, on fiidris tekkivad kaod oluliselt suuremad, kui fiidris, milles on mitu haru ühendust ning seejärel ühendus alajaamaga. Seda iseloomustab kahe

fiidriga skeemide kadude ja kaablipikkuste joonis 3.17 ning kolme fiidri korral joonis 3.16. Joonistelt on näha, et kaablite pikkus fiidrites on sarnane, kuid kaod erinevad ligikaudu 2 korda. Mitme haruga kaablivõrgu fiidri skeemi on soovitanud kasutada ka *Thomas Ackermann* oma raamatus „*Wind Power in Power Systems*“ [25]. Käesolevas töös kirjeldatud tuulepargi asendiplaani eripärast (ehk alajaama asukohast lähtuvalt) polnud võimalik 2 ja 3 fiidri korral koostada mõistlikku pikkusega kaablivõrgule harulist skeemi. Selle tõttu on ka nende kahe vairandi korral kaablite koormusvoolud suuremad ning sellega seoses ka tekkivad kaod kõige suuremad ning samuti ka kaabli materjali maksumus kõige suurem. Kadude seisukohalt on töös olev süsteem kõige väiksemate kadudega, sest fiidreid on palju ning voolud kaablites väiksed. Erinevate skeemilahenduste käigus otsitud variantidest osutus kaablivõrgu eluea kulutuste seisukohalt optimaalseimaks 4 fiidriga skeem, milles kaabli ristlõikeid on suurendatud (120 mm^2 asemel 150 mm^2 ja 240 mm^2 asemel 300 mm^2), et vähendada kadusid ning tõsta töökindlust. Suurendatud ristlõigete korral ning ühe fiidri võrra vähendatud elektriskeemi korral olid arvutatud kaod sarnased 5 fiidriga skeemiga (erinevus alla 1 %), kuid seejuures on kaablite kogumaksumus 18 % väiksem, millest saadav kokkuhoid materjalilt on võrdlemisi suur.

Skeemide töökindluse seisukohalt on töökindlamad need skeemid milles rohkem fiidreid, sest rikke korral jääb tööst välja vähem tuulikuid, kuid see suurendab kulutusi kaablivõrgule. Mõistlik on konfigurereida kaablivõrke, milles on mitu haru, et minimeerida rikke korral tööst väljas olevate tuulikute arvu. Kahe ja kolme fiidriga skeemil on alajaama poolse osa kaabli rikke korral kahjud kõige suuremad, sest tööst väljas on kõige enam tuulikuid. Optimaalseimaks lahenduseks töö autori arvates osutub 4 fiidriga skeem, kus tuulikute arv fiidrites võrdne ning ühe kaabli rikke korral on maksimaalselt tööst väljas 4 tuulikut. Töökindlust seisukohalt tuleks arvesse võtta ka kasutatud kaablite materjalide kättesaadavust, sest suuremate ristlõigetega kaabli rikke korral on oht et vajaliku varuosa pole kiirelt võimalik saada. Näiteks 400 mm^2 - 630 mm^2 kaablile jätkumuhvi saamine võib osutada nädalapikkuseks (kohati ka pikemaks) otsimisprotsessiks, samal ajal tuulikud seisavad. Sellisel juhul oleks mõistlik tuulepargi omanikul varuda lattu vähemlevinud ristlõigetega kaablite jätku- ja otsamuhvid, et vähendada rikke likvideerimise aega. Käesolevas töös kirjeldatud 4 fiidriga ning ühe astme võrra suurendatud kaablistlõigetega elektrivõrgul on ka suurem töökindlus ning eluiga, sest tuulepargi maksimaalse võimsuse korral kaablitel ning kaablivõrgu komponentidel ohtu kuumeneda üle lubatud töötemperatuuri, mis põhjustaks komponentide kiiremat vananemist [27].

Energia hinna kasvades on järjest enam hakatud kasutama kaablivõrgu optimeerimise meetodi juures kaablivõrgu eluea kulutusi, ehk vaadeldakse korraga soetusmaksumust ning kadude summat tuulepargi eluea jooksul (*LCC* Inglis keeles *Life-Cycle Cost*) [26]. Antud töös on kaod ja kaablivõrgu maksumused kõige arvatatud skeemide korral toodud tabelis 3.6. Selle meetodit tulemusel on kõige optimaalsem elektrivõrgu skeem, antud tuulepargi plaanilahendust arvestades, nelja fiidriga ning astme võrra suurendatud kaabli ristlõigetega skeem. Selles skeemis on kaablite kogupikkus vähenenud olemasoleva skeemiga võrreldes 7 % ning hind 5 %, kaod jäänud samasse suurusjärku, kuid *LCC* on vähenenud 2 %. Töös on vaadeldud andmed on kaablivõrgust lähtuvad, kui lisada siia veel alajaam, milles 4 fiidri korral on jaotlas üks kamber vähem saab *LCC* oluliselt suurema.

Eelnevale tuginedes on töö autori arvates antud tuulepargile kõige optimaalsemaks kaablivõrguks nelja fiidriga skeem, milles on suurendatud kaablite ristlõikeid, vähendamaks kadusid, kuid jäädes tuulepargi eluea kogukuludes (*LCC*) poolst ikka soodsamaks lahenduseks kui olemasolev.

5. Kokkuvõtte

Tuuleenergeetika on olnud Eestis kasvavas trendis nii suurte tuuleparkide arendajate kui väikeste tuulikute paigaldamisel kodutarbijate poolt. Selline energia tootmisviis on keskkonnasõbralik ning rajamisotsust tehes on lihtne arvutada tasuvusaega, sest „kütus“ on tasuta käes. Paaril viimasel aastal on küll tuuleenergeetika suhteliselt seiskunud, sest Eesti Valitsusel puudub selge seisukoht toetuskeemi osas ja seni pole ka selget visiooni tuleviku osas. Geograafiliselt asub Eesti tuuleenergeetika jaoks soodsas kohas, kus puhuvad tuuleenergia tootmiseks piisavalt tugevad tuuled, rannajoon on väga pikk ning ka meres on piisavalt sobilikke kohti tuuleparkide rajamiseks. Paraku osutub just läänerannikule tuuleparkide rajamisel piiravaks teguriks liitumisühenduste puudus või on liitumine liiga kulukas, et tuulepargi rajamine oleks tasuv.

Käesoleva magistritöö ülesanne oli leida tuulepargile optimaalne kaablivõrk. Töös on lähteandmetena kasutatud ühe Eestis asuva tuulepargi andmeid, mille rajamisel on käesoleva töö autor olnud võrdlemisega suurel määral seotud. Tuulepargis on kokku 16 tuulegeneraatorit, mis kõik on 3 MW nimivõimsusega. Elektrituulikute kaabelliinid on ühendatud radiaalvõrgu skeemi kohaselt kolme ja ühes fiidris nelja tuuliku kaupa koos. Kasutaud on AHXAMK-W 20kV tüüpi keskpinge maakaablit ning ristlõigetena on kasutusel kahte erinevat $3 \times 120 \text{ mm}^2$ ja $3 \times 240 \text{ mm}^2$ kaablite kogupikkusega 14,77 km.

Töö tulemusena on kõige optimaalsemaks kaablivõrguks võrreldes tänase olukorraga leitud kaablivõrk, milles on 4 fiidrit tuulikute ühendamiseks, kus kaablite ristlõiked on valitud ühe astme võrra suuremad, kui elektrotehniliselt vajalik on ning kaod on kõige väiksemad, ehk tuulepargist saadav tulu on kõige suurem. Optimeerimise tulemusena on kaablivõrgu kogupikkus vähenenud 7 %, kaod kaablivõrgus jäänud samale tasemele, kuid tuulepargi kaablimaterjalide hind on vähenenud 3 %.

Lõpetuseks, kuigi töös teostatud arvutuste põhjal on optimaalsemaks kaablivõrgu variandiks skeem nelja fiidriga mille kaablite ristlõikeid on suurendatud on selle elluviimine tänapäeva vähempakkumuste ja minimaalsete kuludega ehitamise maailmas võrdlemisega keeruline. Tahes tahtmata tekib küsimus, kuidas tehniliselt parimat, kuid mitte kõige odavam varianti esitledes teha selgeks investorile, et täna tuleb aluseks rohkem maksta, et tulevikus rohkem teenida. Hindamise aluseks tuleks võtta eluea kulutused (inglis keelses kirjanduses LCC ehk Life Cycle Costs), mitte ainult ehituse kulutused.

Töö nõrkused

Käesolevas töös on otsitud optimaalset kaablivõrgu skeemi anutud tuulepargi asendiplaanist lähtuvalt ehk tuulikud ning põhiliselt just alajaama asukoht on jäänud samaks. Kui muuta asendiplaanil alajaama asukohta tuulepargi loode servast tuulepargi geograafilisse keskpunkti või selle lähedasele alale on võimalik kaablite kogupikkust optimeerida ning sellega seoses ka ehitusmaksumust ning kadude väärtust. Töös leitud maksimaalsed kaod ning nende tegelikku suurust on arvestanud tuulepargi kasutegurist lähtuvalt, seda põhjusel, et reaalsed toodangu andmed töö autoril polnud kätte saadavad.

Ettepanekud edasiseks uuringuteks

- Olemasoleva 110/20 kV alajaama optimeerimine, tänases lahenduses kaks 110/20 kV trafot ning on võimalik alajaama kadude vähendamise eesmärgil madala tootlikkuse (tuulte) korral lülitada üks trafo välja ning kogu toodetav elektrienergia suunata elektrivõrku läbi ühe trafo. Täna lahenduses seda teha ei saa, sest trafod on 110 kV poolelt koos ning võimsus lülitit tuulepargi alajaamas pole. Optimeerimise eesmärgil kaaluda alajaamale uut asukohta, sest hetkel asub ta tuulepargi ühes nurgas.
- Reaalsete elektrienergia toodangu andmete järgi arvutada kaablivõrgu kaod ning kaablivõrgu eluea kulutused (LCC).
- Kaablivõrgu nimipingete muutmine. Näiteks 20 kV nimipinge asendamine 33 kV-ga ja leida arvutuslikult, milline on nendest optimaalsem pinge tuulepargile.

6. Kasutatud kirjandus

- [1]. Majandus- ja Kommunikatsiooniministeerium. „Eesti taastuvenergia tegevuskava aastani 2020“. [Võrgumaterjal] Leitav: https://www.mkm.ee/sites/default/files/taastuvenergia_tegevuskava.pdf
- [2]. Eesti Tuuleenergia Assotsiatsioon. [Võrgumaterjal] Leitav: <http://www.tuuleenergia.ee/>
- [3]. Elering AS. „Infokeskus“. [Võrgumaterjal] Leitav: <http://elering.ee/taastuvenergia-kattis-moodunud-aastal-167-protsenti-elektri-kogutarbimisest/>
- [4]. European Wind Energy Association. „Wind Power Statistics 2015“. [Võrgumaterjal] Leitav: <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/EWEA-Annual-Statistics-2015.pdf>
- [5]. Windpower Wiki. [Võrgumaterjal] Leitav: https://en.wikipedia.org/wiki/Wind_power
- [6]. M. Meldorf, H. Tammoja, Ü. Treufeldt, J. Kilter „Elektrivõrgud“ TTÜ Kirjastus 2007
- [7]. E. Tiigimägi „Elektrivõrgud“ Tallinn 1997
- [8]. Eesti Standardikeskus MTÜ EVS-EN 60909-0-2002. Leitav: <https://www.evs.ee/tooted/evs-en-60909-3-2010>
- [9]. Elering AS hanke dokumendid Aulepa liitumispunkti ehitusel. Empower arhiiv.
- [10]. Võrgueeskiri. [Võrgumaterjal] Leitav: <https://www.riigiteataja.ee/akt/116022016014>
- [11]. Energia tegevuskava aastani 2050. [Võrgumaterjal]. <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy/2050-energy-strategy>
- [12]. Global Wind Energy Council „Global Wind Industry Stats Of 2015“ [Võrgumaterjal]. Leitav: <http://www.gwec.net/gwec-reveals-global-wind-industry-stats-of-2015/>
- [13]. Eesti Loodus „Tuulik keset loodust“ [Võrgumaterjal]. Leitav: http://www.eestiloodus.ee/artikkel896_893.html
- [14]. Aulepa tuulepark. [Võrgumaterjal] <https://www.energia.ee/taastuvenergia>
- [15]. Andrzej Wedzik „The optimization of cable Network design in wind farm internal networks“ Acta Energetica 3/20 (2014).
- [16]. C. Berzan, K. Veermachaineni, J. McDermott, U.-M. O`Reilly „Algoritms for cable Network design on Large-scale wind farms“
- [17]. Donovan S., An Improved Mixed Integer Programming Model for Wind Farm Layout Optimisation, 41 st Annual ORSNZ Conference, 30th November and 1 st December, 2006, New Zealand.“

- [18]. Donovan S. et. al., Mixed Integer Programming Models for Wind Farm Design, MIP 2008 Workshop on Mixed Integer Programming, Columbia University, New York City, 2008
- [19]. Berzan C. et. al., Algorithms for Cable Network Design on Large-scale Wind Farms. Technical Report, MIT, 2011.
- [20]. F. G. Campos, S.P. Vicente „Wind farm Electrical Grid Optimization for Total Cost Minimization“
- [21]. Nordpool Spot energy market prices. [Võrgumaterjal]
<http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/EE/Yearly/?view=table>
- [22]. Eesti Standardikeskus MTÜ EVS-HD 620 S2:2010. [Võrgumaterjal] Leitav:
<https://www.evs.ee/products/evs-hd-620-s2-2010>
- [23]. Vestlus kaablivõrgu projekti teinud projekteerijaga Indrek Lillemäe Empower AS.
- [24]. Godfrey Boyle. „Renewable Energy, Power for a sustainable future“.
- [25]. T. Ackermann. „Wind Power in Power Systems“
- [26]. A. Ekberg, J. Hasselstrom. „Design criteria for electrical networks upon installation of wind power production“.
- [27]. S. Nopri. „Temperature changes in different layers of cable joints and insulation“

Lisad

1. Lisa 1. Prysmian Group kaabli AHXAMK-W12/20(24) kV kaabli tehnilised andmed
2. Lisa 2. Prysmian Group kaabli NA2XS(F)2Y 12/20 (24) kV kaabli tehnilised andmed

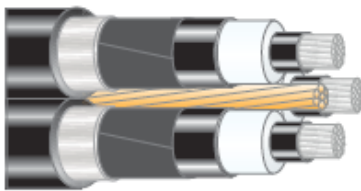
Lisa 1. Prysmian Group kaabli AHXAMK-W12/20(24) kV kaabli tehnilised andmed

Prysmian
Group

PRYSMIAN
Draka

Power cables 24 kV

AHXAMK-W 12/20(24) kV



Application fields

AHXAMK-W (Wiski™) is assembled from 3-single core cables wrapped around a compact copper conductor. Each cable is radial and longitudinal water sealed. For fixed outdoor installation, can be ploughed down.

Alternative designation

FI-N20XA4EC-AR

Standard

CENELEC HD 620 Part 10 Section F

Fire propagation class

No requirement

Temperature range

In continuous operation
max. conductor temp 90 °C.
Lowest cable temperature during
installation: -20 °C below 0 °C
special precaution shall be taken.

Material declaration

AHXAMK-W

Impulse voltage

125 kV

Bending radius

At fixed mounting: 10 x D
At pulling-in: 15 x D
At ploughing-down: 8 x D

Design

Conductor:	Stranded, round and compacted aluminium acc. to IEC 60228 class 2, longitudinal water sealed
Conductor screen:	Extruded
Insulation:	XLPE, min thickness = 4,85 mm
Insulation screen:	Extruded bonded
Longitudinal water sealing:	Semi conducting water blocking tape
Radial water sealing:	Aluminium-PE laminate, bonded to sheath
Sheath:	PE, black
Centre conductor:	Stranded, round and compacted copper acc. to IEC 60228 class 2
Laying up:	Three cores are laid up together around the centre conductor
Marking e.g.:	AHXAMK-W 12/20 kV 3x95Al+35Cu DRAKA "Date and time", 1 core is metre marked

Number of cores x cross-section of conductor mm ²	Diameter over insulation mm	Single cable diameter (approx.) mm	Complete cable diameter (approx.) mm	Weight (approx.) kg/km	Standard delivery length m	Standard drum size	Article-number
3x50AL+35CU	19,5	28,0	62,5	2330	500	K24	20118180
3x70AL+35CU	21,1	29,5	65,5	2655	500	K24	20102203
3x95AL+35CU	22,8	31,5	69,5	3030	500	K24	20102204
3x120AL+35CU	24,1	32,5	72,0	3330	500	K26	20078168
3x150AL+35CU	25,7	34,0	75,0	3725	500	K26	20102205
3x185AL+35CU	27,4	36,0	79,0	4210	500	K26	20102206
3x240AL+35CU	29,6	38,5	83,5	4845	500	K28	20078171
3x300AL+35CU	32,1	41,5	92,0	6115	500	K28	20102207

AHXAMK-W 12/20(24) kV Cont

Electrical data at +20 °C

Number of cores x cross-section of conductor mm ²	Conductor resistance Ω/km	Centre conductor resistance Ω/km	Inductans mH/km	Reactance Ω/km	Capacitans μF/km	Charging current/phase A/km	Earth fault current A/km
3x50AL+35CU	0,641	0,524	0,44	0,14	0,17	0,6	1,9
3x70AL+35CU	0,443	0,524	0,41	0,13	0,19	0,7	2,1
3x95AL+35CU	0,320	0,524	0,39	0,12	0,21	0,8	2,4
3x120AL+35CU	0,253	0,524	0,38	0,12	0,23	0,9	2,6
3x150AL+35CU	0,206	0,524	0,37	0,12	0,25	0,9	2,8
3x185AL+35CU	0,164	0,524	0,35	0,11	0,27	1,0	3,1
3x240AL+35CU	0,125	0,524	0,34	0,11	0,30	1,2	3,7
3x300AL+70CU	0,100	0,268	0,33	0,10	0,33	1,4	4,2

Electrical data

Number of cores x cross-section of conductor mm ²	Current rating at core temp. 65 °C in ground* A	Current rating at core temp. 65 °C in air* A	Current rating at core temp. 90 °C in air* A	Max. short-circuit current on the conductor during 1 s at initial temp. 65 °C kA	Max. short-circuit current on the conductor during 1 s at initial temp. 90 °C kA
3x50AL+35CU	155	160	195	5,2	4,7
3x70AL+35CU	200	190	235	7,2	6,6
3x95AL+35CU	235	230	280	9,9	8,9
3x120AL+35CU	265	265	325	12,4	11,3
3x150AL+35CU	300	300	370	15,6	14,2
3x185AL+35CU	330	345	425	19,2	17,5
3x240AL+35CU	385	400	490	25,0	22,7
3x300AL+70CU	435	460	565	31,2	28,3

*Trefoil with screen grounded in both ends.
Nominal values unless otherwise specified.

Conditions

The ratings are based on the following conditions

- maximum conductor temperature 90 °C
- ground temperature 15 °C
- air temperature 25 °C
- thermal resistivity of soil 1,0 °K m/W
- depth of burial 0,65 m
- frequency 50 Hz

Lisa 2. Prysmian Group kaabli NA2XS(F)2Y 12/20 (24) kV kaabli tehnilised andmed

Medium Voltage 20 kV

XLPE-Cables with Al-Conductors

NA2XS(F)2Y 12/20 (24) kV



Standards /Certification

- > DIN VDE 0276-620
- IEC 60502-2

Design elements

- > **Conductor**
Aluminium conductor, stranded circular, compacted (RM)
- > **Inner and outer semi-conducting layer**
Semi-conducting XLPE, firmly bonded to the insulation
- > **Insulation**
Crosslinked Polyethylen (XLPE)
- > **Tape under the screen**
Semi-conducting swelling tape
- > **Screen**
Copper wires and copper binder tape, defined by its geometrical cross-section
- > **Separation layer**
Crêpe paper
- > **Outer sheath**
Polyethylen (PE), black
- > Distribution cables in supply networks

Application and properties

90°C

permissible conductor temperature during normal operation

250°C

permissible conductor temperature during short circuit ≤ 5 s

15 x D

minimum bending radius

Pb

lead-free

UV-resistant

UV-resistant

Laying conditions

-20°C

minimum permissible temperature during laying

directly in ground

in ducts

in open air, indoors and outdoors

in water

Additional information

In open air, indoors and in ducts: non flame retardant according DIN EN 60332-1-2.
The ingress of water in case of a damaged outer sheath is limited by the longitudinal watertight screen area.

October 2009

PRYSMIAN
CABLES & SYSTEMS

NA2XS(F)2Y 12/20 kV**Order details and design characteristics**

Number of cores and nominal cross-section of conductor mm ²	Part number	Insulation thickness (nominal) mm	Outer sheath thickness (nominal) mm	Outer diameter (approx.) mm	Weight (approx.) kg/km	Minimum bending radius mm	Permissible pulling force (max.) N
NA2XS(F)2Y							
1 x 50 RM / 16	5BP6 0041JF20	5,5	2,5	29	780	435	1500
1 x 70 RM / 16	5BP6 0041KF20	5,5	2,5	31	880	465	2100
1 x 95 RM / 16	5BP6 0041LF20	5,5	2,5	32	980	480	2850
1 x 120 RM / 16	5BP6 0041MF20	5,5	2,5	33	1100	495	3600
1 x 150 RM / 25	5BP6 0041NG20	5,5	2,5	35	1300	525	4500
1 x 185 RM / 25	5BP6 0041PG20	5,5	2,5	36	1450	540	5550
1 x 240 RM / 25	5BP6 0041QG20	5,5	2,5	39	1650	585	7200
1 x 300 RM / 25	5BP6 0041RG20	5,5	2,5	41	1900	615	9000
1 x 400 RM / 35	5BP6 0041SH20	5,5	2,5	44	2300	660	12000
1 x 500 RM / 35	5BP6 0041TH20	5,5	2,5	47	2650	705	15000
1 x 630 RM / 35	5BP6 0041UH20	5,5	2,5	51	3100	765	18900
1 x 800 RM / 35	5BP6 0041VH20	5,5	2,7	56	3800	840	24000
1 x 1000 RM / 35	5BP6 0041WH20	5,5	2,8	61	4500	915	30000

NA2XS(F)2Y 12/20 kV**Electrical properties and current-carrying capacity**

Number of cores and nominal cross-section of conductor mm ²	D.C. resistance at 20 °C Ω/km	Effective resistance at 90 °C Ω/km	Operating capacitance μF/km	Inductance per conductor mH/km	Current-carrying capacity during normal operation		Rated short-time current for a duration of 1 s	
					laid in the ground ¹ A	installed in air ² A	conductor kA	screen kA
NA2XS(F)2Y								
1 x 50 RM / 16	0,641	0,825	0,171	0,460	172	185	4,70	3,3
1 x 70 RM / 16	0,443	0,571	0,191	0,435	210	231	6,58	3,3
1 x 95 RM / 16	0,320	0,413	0,212	0,414	251	280	8,93	3,3
1 x 120 RM / 16	0,253	0,328	0,231	0,399	285	323	11,3	3,3
1 x 150 RM / 25	0,206	0,269	0,249	0,386	319	366	14,1	5,1
1 x 185 RM / 25	0,164	0,215	0,270	0,373	361	420	17,4	5,1
1 x 240 RM / 25	0,125	0,165	0,298	0,358	417	496	22,6	5,1
1 x 300 RM / 25	0,100	0,133	0,325	0,347	471	569	28,2	5,1
1 x 400 RM / 35	0,0778	0,107	0,358	0,336	535	660	37,6	7,1
1 x 500 RM / 35	0,0605	0,0853	0,396	0,324	609	766	47,0	7,1
1 x 630 RM / 35	0,0469	0,0684	0,440	0,314	691	888	59,2	7,1
1 x 800 RM / 35	0,0367	0,0563	0,487	0,287	777	1014	75,2	7,1
1 x 1000 RM / 35	0,0291	0,0477	0,540	0,281	862	1146	94,0	7,1

Closed trefoil formation, copper screens bonded at both ends.

¹ Ground temperature 20 °C; laying depth 0,7 m; soil thermal resistivity 1,0 Km/W (desiccated soil 2,5 Km/W); load factor 0,7

² Air temperature 30 °C; load factor 1,0

October 2009



PRYSMIAN Kabel und Systeme GmbH
Alt-Moabit 91D
10559 Berlin

www.prysmian.de

subject to change without prior notice